

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа ИШПР

Направление подготовки Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Ингибиторный метод защиты от коррозии при кислотной обработке на Приобском нефтяном месторождении «ХМАО»

УДК 622.276.63.620.193(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Горюнов Кирилл Евгеньевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	К.Х.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение нефтегазового дела	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Зятиков П.Н.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Горюнову Кириллу Евгеньевичу

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.04.2018 №3073/с
---	--------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технологической информации по месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Введение 1. Общие сведения о Приобском месторождении 2. Критерии выбора ингибиторной защиты промыслового оборудования 3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 4. Социальная ответственность Заключение
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант

Финансовый менеджмент	Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Абраменко Н.С.
Иностранный язык	Болсуновская Л.М.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1.Введение 2.Литературный обзор 3.Заключение	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2018

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Горюнов К.Е.		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Уровень образования Магистратура

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

Период выполнения Весенний семестр 2018 учебного года

Форма представления работы:

Магистерской диссертации

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2018
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
18.03.2018	Литературный обзор	25
14.04.2018	Экспериментальная часть	30
07.05.2018	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
12.05.2018	Социальная ответственность	10
14.05.2018	Приложение на иностранном языке	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	к.х.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение нефтегазового дела	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять глубокие естественнонаучные, математические, экономические и инженерные знания для решения научных и практических задач в нефтегазовом секторе экономики
P2	Применять глубокие профессиональные знания для решения междисциплинарных инженерных задач в области моделирования месторождений нефти и газа
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределенных условиях
P4	Проявлять глубокую осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта, уметь использовать новые знания
P5	Использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса
P6	Соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P7	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов
P8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, экономической эффективности, маркетинговые исследования
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P11	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Горюнову Кириллу Евгеньевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка затрат на установку и эксплуатацию вакуумной компрессорной станции на нефтяном Советском месторождении
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	РД 153-39-007-96
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	1. Налоговый кодекс Российской Федерации 2. ФЗ №212 от 24.07.2009 в ред. от 19.12.2016

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности установки вакуумной компрессорной станции на нефтяном Советском месторождении
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	Составление мероприятий для установки и эксплуатации вакуумной компрессорной станции
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет капитальных и текущих затрат на установку вакуумной компрессорной станции
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Технико-экономическое обоснование использования ПНГ на ВКС

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Горюнов К.Е.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Горюнову Кириллу Евгеньевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:	Объектом исследования данной работы является Советское нефтяное месторождение (Томская область)
2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме:	ГОСТ Р ИСО 26000-2012

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:	1. Повышенный уровень шума 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны 3. Пожарная безопасность
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности:	1. Электробезопасность 2. Механические опасности 3. Аппараты под давлением
3. Охрана окружающей среды: — анализ селитебной зоны — анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); — анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); — анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); — разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды	- анализ воздействия объекта на атмосферу: Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ в атмосферный воздух; - анализ воздействия объекта на гидросферу: Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену. - анализ воздействия объекта на литосферу: ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохранных зонах рек и озер; вырубка лесов; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры);

<p>4. <i>Защита в чрезвычайных ситуациях:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>- перечень возможных ЧС на объекте: Открытое фонтанирование нефти из скважин; порывы нефтесборной сети и сети ППД. Типичной ЧС является наводнения во время паводка, так как местность болотистая. Подготовка к сезону паводка, проверка и укрепление внешних сооружений, незамедлительное сообщение о ЧС начальнику участка, вызов специализированной бригады для устранения ЧС.</p>
<p>5. <i>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>- характерные для проектируемой рабочей зоны: Рабочая смена не более 12 часов, выдача каждому сотруднику, работающему на месторождении по пол литра молока в день.</p> <p>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны: Содержание рабочего места в порядке, проверка заземлений, проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов; применение исправного электрооборудования и эксплуатация его в соответствии с требованиями технических паспортов, правил устройства электроустановок.</p>
Перечень графического материала:	
<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику				
Задание выдал консультант:				
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			
Задание принял к исполнению студент:				
Группа	ФИО	Подпись	Дата	
2БМ6В	Горюнов К.Е.			

РЕФЕРАТ

Дипломная работа 100 страница, 13 рисунков, 8 таблицы, 21 источник.

Ключевые слова: месторождение, коррозия, нефть, газ, ингибитор, промышленное оборудование, методы борьбы, кислотная обработка.

Объектом исследования является промышленное оборудование подверженное внутренней коррозии, вследствие кислотной обработки.

Целью данной выпускной квалификационной работы выявление эффективных методов борьбы с внутренней коррозией на промышленном оборудовании Приобского месторождения (ХМАО).

В результате работы проведен анализ эффективности методов защиты промышленного оборудования от внутренней коррозии.

Обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие сокращения соответствующими определениями:

НГО – нефтегазоносные области;

НГК – нефтегазоносные комплексы

УВ – углеводороды;

ГЖС – газожидкостные смеси;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

ПРС – подземный ремонт скважин;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ЛЭП – линия электропередач;

НСВ – нефтепромысловые сточные воды;

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР.....	14
1.1 Общие сведения о Приобском месторождении.....	14
1.2 Состояние разработки Приобского месторождения.....	16
1.2.1 Сведения о начальных и текущих запасах нефти.....	16
1.2.2 Основные проектные показатели.....	18
1.3 Внутренняя коррозия.....	22
1.3.1 Виды коррозии.....	23
1.3.1.1 Сплошная коррозия.....	24
1.3.1.2 Местная коррозия.....	25
1.4 Особенности коррозии Приобского месторождения.....	26
1.5 Ингибиторная защита.....	31
1.6 Кислотная обработка.....	37
2 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.....	41
2.1 Методика расчета кислотного состава.....	42
2.2 Оценка коррозионной агрессивности среды с помощью коррозионных зондов.....	45
2.2.1 Техника работы с коррозионным зондом.....	47
2.2.2 Обработка образцов после испытания.....	49
2.2.3 Оценка результатов испытаний.....	52
2.3 Обзор применяемых ингибиторов для защиты промышленного оборудования Приобского месторождения.....	52
2.3.1 Выбор оборудования для применения ингибиторной защиты.....	53
2.3.2 Расчет подачи ингибитора в скважину.....	57

3	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	58
4	ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ.....	77
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	81
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	82
	ПРИЛОЖЕНИЕ.....	84

Введение

В процессе эксплуатации промышленное оборудование подвергается коррозии. Коррозия наносит значительный ущерб. Она приводит к преждевременному износу агрегатов, установок, сокращает межремонтные сроки эксплуатации оборудования, вызывает дополнительные потери добываемого и транспортируемого продукта. Срок эксплуатации объектов оборудования для добычи и транспортировки нефти и газа во многом определяется степенью их противокоррозионной защиты. Экономические потери в нефти и газа по причине коррозии продолжают оставаться недопустимо большими. Борьба с коррозией металлов является важнейшей задачей, решение которой позволит сберечь металлические ресурсы и обеспечит экологическую безопасность эксплуатации объектов добывающего оборудования нефти и газа. Внутренняя коррозия происходит, вследствие присутствия влаги, сероводорода и солей, содержащихся в транспортируемом углеводородном сырье.

Целью данной работы является: выявление эффективных методов ингибиторной защиты промышленного оборудования при кислотной обработке.

Объектом данного исследования является промышленное оборудование Приобского месторождения (ХМАО).

В процессе исследования были изучены типы и виды коррозии, приведены факторы, влияющие на коррозионные процессы, приведен расчет кислотного состава, расчет скорости коррозии материалов и применен наиболее эффективный метод защиты от коррозии при кислотной обработке.

в автономном округе, что стало возможным в связи с ростом объёмов геологоразведочных работ и нефтедобычи.

Наиболее крупные разрабатываемые близлежащие месторождения: Салымское, расположенное в 20 км на восток, Приразломное, расположенное в непосредственной близости, Правдинское - в 57 км на юго-восток.

1.2 Состояние разработки Приобского месторождения

1.2.1 Сведения о начальных и текущих запасах нефти

Отличительной чертой Приобского является осложнённое геологическое строение, характеризующееся многопластовостью и низкой степенью продуктивности. Коллекторы основных продуктивных пластов отличаются невысокой проницаемостью, незначительной песчанистостью, высоким уровнем глинистости и высокой расчленённостью. Эти факторы предполагают в процессе разработки применение технологий ГРП. Расположение залежей не глубже 2,6 км. Показатели плотности нефти равны 0,86–0,87 тонн на м³. Количество парафинов умеренно и не превышает 2,6 %, количество серы составляет порядка 1,35 %.

Залежи относятся к литологически экранированным и обладают упругостью и замкнутостью естественного режима. Показатели толщины пластов составляют от 0,02 до 0,04 км. Давление пластов имеет начальные показатели 23,5–25 МПа. Температурный режим пластов сохраняется в диапазоне 88–90°C. Пластовый тип нефти обладает стабильными параметрами вязкости и имеет динамический коэффициент 1,6 мПа•с, а также эффект нефтяного насыщения при давлении в 11 МПа. Характерны наличие парафинистости и малосмолистости нафтенового ряда. Исходный суточный объём функционирующих нефтяных скважин варьируется от 35 до 180 тонн. Вид скважин основан на кустовом расположении, а максимальный извлекающий коэффициент равен 0,35 ед. Приобское НМ выдаёт сырую нефть со значительным количеством лёгких углеводородов, что влечёт необходимость стабилизации или выделения ПНГ.

По состоянию на 01.01.14 г на балансе ВГФ запасы нефти числятся в объеме, категория С1 балансовые 1991281 тыс.т., извлекаемые 613380 тыс.т.,

КИН 0.308. Категория С2 балансовые 571506 тыс.т., извлекаемые 63718 тыс.т.,
КИН 0.111. Категория С1+С2 балансовые 256287 тыс.т., извлекаемые 677098
тыс.т., КИН 0.264

Таблица 1.1 – Запасы нефти по Приобскому месторождению на 01.01.2014г.

Месторожде ние	Балансовые запасы нефти, тыс. т		Извлекаемы запасы нефти, тыс. т		КИН, доли ед.
	С1	С2	С1	С2	С1 / С2
<i>Утвержденные ГКЗ</i>					
Приобское	1991281	571506	613380	63718	0.308 / 0.111
<i>Начальные запасы нефти, числящиеся на балансе ВГФ</i>					
Приобское	2000864	684312	716548	54688	0.308 / 0.111
<i>Остаточные запасы нефти, числящиеся на балансе ВГФ</i>					
Приобское	312254	12354	63214	4059	

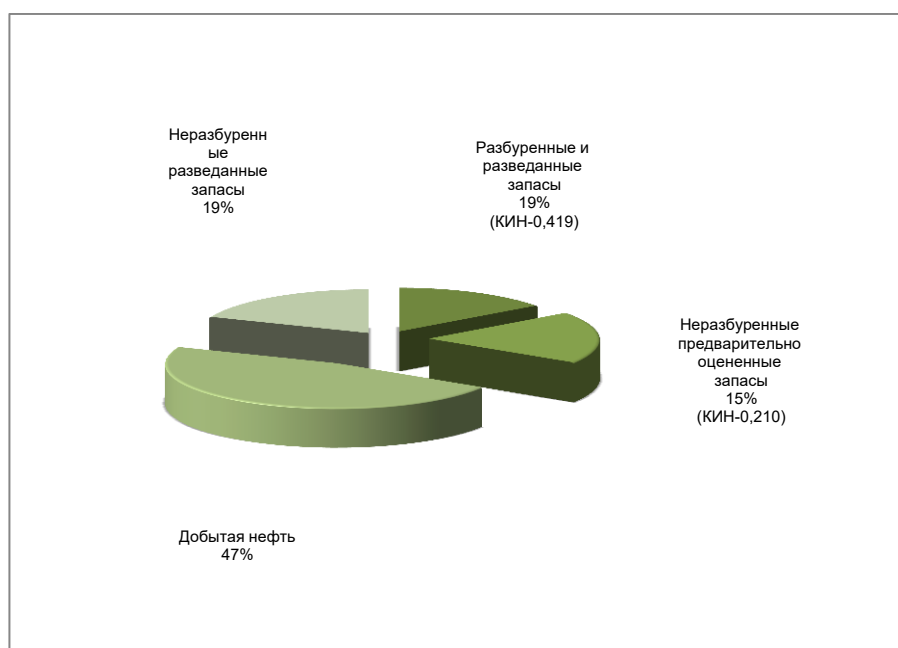


Рисунок 1.2 – Структура запасов распределенного фонда недр Приобского месторождения 2014г.

1.2.2 Основные проектные показатели

Основные запасы нефти на Приобском месторождении сосредоточены в отложениях неокомского возраста. Особенностью геологического строения залежей, связанных с неокомскими породами является то, что они имеют мегакосослоистое строение, обусловленное формированием их в условиях бокового заполнения достаточно глубоководного морского бассейна (300-400м) за счёт выноса обломочного терригенного материала с востока и юго-востока. Формирование неокомского мегакомплекса осадочных пород происходило в целой серии палеогеографических условий: котинентального осадконакопления, прибрежно-морского, шельфового и очень замедленного осаднения осадков в открытом глубоком море.

По мере продвижения с востока на запад происходит наклон (по отношению к баженовской свите, являющейся региональным репером) как глинистых выдержанных пачек (зонального репера), так и содержащихся между ними песчано-алевролитных пород.

Согласно определениям, выполненным специалистами ЗапСибНИГНИ по фауне и споропыльце, отобранным из глин в интервале залегания пимской пачки, возраст этих отложений оказался готеривским. Все пласты, что находятся выше пимской пачки. Проиндексированы как группа АС, поэтому и на Приобском месторождении пласты БС₁₋₅ были переиндексированы на АС₇₋₁₂.

При подсчёте запасов в составе мегакомплекса продуктивных неокомских отложений выделено 11 продуктивных пластов : АС_{12/3}, АС_{12/1-2}, АС_{12/0}, АС_{11/2-4}, АС_{11/1}, АС_{11/0}, АС_{10/2-3}, АС_{10/1}, АС_{10/0}, АС₉, АС₇.

Пачка продуктивных пластов АС₁₂ залегает в основании мегакомплекса и является наиболее, с точки зрения формирования, глубоководной частью. В составе выделено три пласта АС_{12/3}, АС_{12/1-2}, АС_{12/0}, которые разделяются между собой относительно выдержанными на большей части площади глинами, мощность которых колеблется от 4 до 10 м.

Залежи пласта АС_{12/3} приурочены к моноклиальному элементу (структурному носу), в пределах которого отмечаются малоамплитудные поднятия и впадины с зонами перехода между ними.

Основная залежь АС_{12/3} вскрыта на глубинах 2620-2755 м и является литологически экранированной со всех сторон. По площади она занимает центральную террасовидную, наиболее приподнятую часть структурного носа и ориентирована с юго-запада на северо-восток. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 12,8 м до 1,4 м. Дебиты нефти составляют от 1,02 м³/сут, Н_д=1239 м до 7,5 м³/сут при Н_д=1327 м. Размеры литологически экранированной залежи составляют 25,5 км на 7,5 км, высота 126 м.

Залежь АС_{12/3} вскрыта на глубинах 2640-2707 м и приурочена к Ханты-Мансийскому локальному поднятию и зоне его восточного погружения. Залежь контролируется со всех сторон зонами замещения коллекторов. Дебиты нефти невелики и составляют при различных динамических уровнях 0,4-8,5 м³/сут. Наиболее высокая отметка в сводовой части фиксируется на -2640 м, а наиболее низкая в (-2716 м). Размеры залежи 18 на 8,5 км, высота 76 м. Тип литологически экранированный.

Основная залежь АС_{12/1-2} является самой крупной на месторождении. Вскрыта на глубинах 2536-2728 м. Приурочена к моноклинали, осложнённой небольшими по амплитуде локальными поднятиями с зонами перехода между ними. С трёх сторон структура ограничена литологическими экранами и лишь на юге (к Восточно-Фроловской площади) коллектора имеют тенденцию к развитию. Нефтенасыщенные толщины изменяются в широком диапазоне от 0,8 до 40,6 м, при этом зона максимальных толщин (более 12 м) охватывает центральную часть залежи, а также восточную. Размеры литологически экранированной залежи 45 км на 25 км, высота 176 м.

В пласте АС_{12/1-2} вскрыты залежи 7,5 на 7 км, высотой 7 м и 11 на 4,5 км, высотой 9 м. Обе залежи литологически экранированного типа.

Пласт $AC_{12/0}$ имеет меньшую по размерам зону развития. Основная залежь $AC_{12/0}$ представляет собой линзообразное тело, ориентированное с юго-запада на северо-восток. Размеры ее 41 на 14 км, высота 187 м. Дебиты нефти изменяются от первых единиц $м^3/сут$ при динамических уровнях до $48 м^3/сут$.

Покрышка горизонта AC_{12} образована мощной (до 60 м) толщей глинистых пород.

Выше по разрезу залегает пачка продуктивных пластов AC_{11} , в состав которой входят $AC_{11/0}$, $AC_{11/1}$, $AC_{11/2}$, $AC_{11/3}$, $AC_{11/4}$. Три последних соединены в единый подсчетный объект, имеющий очень сложное строение как по разрезу, так и по площади. В зонах развития коллекторов, тяготеющих к присводным участкам, наблюдаются наиболее значительные толщины горизонта с тенденцией увеличения на северо-восток (до 78,6 м). На юго-востоке этот горизонт представлен лишь пластом $AC_{11/2}$, в центральной части - пластом $AC_{11/3}$, на севере - пластом $AC_{11/2-4}$.

Основная залежь $AC_{11/1}$ является второй по значению в пределах Приобского месторождения. Пласт $AC_{11/1}$ развит в присводной части валообразного поднятия субмеридионального простирания, осложняющего моноклиналь. С трёх сторон залежь ограничена зонами глинизации, а на юге граница проведена условно. Размеры основной залежи 48 на 15 км, высота 112 м. Дебиты нефти изменяются от $2,46 м^3/сут$ при динамическом уровне 1195 м до $11,8 м^3/сут$.

Пласт $AC_{11/0}$ выявлен в виде изолированных линзовидных тел на северо-востоке и на юге. Толщина его от 8,6 м до 22,8 м. Первая залежь имеет размеры 10,8 на 5,5 км, вторая 4,7 на 4,1 км. Обе залежи литологически экранированного типа. Характеризуются притоками нефти от 4 до $14 м^3/сут$ при динамическом уровне. Горизонт AC_{10} вскрыт почти всеми скважинами и состоит из трех пластов $AC_{10/2-3}$, $AC_{10/1}$, $AC_{10/0}$.

Основная залежь $AC_{10/2-3}$ вскрыта на глубинах 2427-2721 м и расположена

в южной части месторождения. Тип залежи - литологически экранированный, размеры 31 на 11 км, высота до 292 м. Нефтенасыщенные толщины колеблются от 15,6 м до 0,8 м.

Основная залежь АС_{10/1} вскрыта на глубинах 2374-2492 м. Размеры залежи 38 на 13 км, высота до 120 м. Южная граница проводится условно. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,4 до 11,8 м. Безводные притоки нефти составили от 2,9 м³/сут при динамическом уровне 1064 м до 6,4 м³/сут.

Завершает разрез пачки пластов АС₁₀ продуктивный пласт АС_{10/0}, в пределах которого выявлено три залежи, расположенные в виде цепочки субмеридиального простирания.

Горизонт АС₉ имеет ограниченное распространение и представлен в виде отдельных фациальных зон, располагающихся на северо-восточном и восточном участках структуры, а также в районе юго-западного погружения.

Завершает неокомские продуктивные отложения пласт АС₇, который имеет мозаичную картину в размещении нефтеносных и водоносных полей.

Наибольшая по площади Восточная залежь вскрыта на глубинах 2291-2382 м. Ориентирована с юго-запада на северо-восток. Притоки нефти 4,9-6,7 м³/сут при динамических уровнях 1359-875 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 до 67,8 м. Размеры залежи 46 на 8,5 км, высота 91 м.

Всего в пределах месторождения открыто 42 залежи. Максимальную площадь имеет основная залежь в пласте АС_{12/1-2} (1018 км²), минимальную (10 км²)- залежь в пласте АС_{10/1}.

1.3 Внутренняя коррозия

Коррозией металлов называется разрушение их поверхности в результате окисляющего воздействия окружающей среды. В процессе эксплуатации металлических магистральных и промысловых трубопроводов всегда происходит коррозия с образованием и развитием дефектов под воздействием внешних и внутренних факторов (воздействие коррозионной среды, статических и динамических напряжений, температуры и т.д.) и, как следствие, их разрушение. Коррозионное состояние трубопроводов определяется степенью коррозионного влияния на них окружающей среды и уровнем защиты от этого влияния [3].

Внутренняя же коррозия обусловлена контактом трубопровода с жидкостью, протекающей в нем. Пластовые воды содержат хлориды натрия, магния и кальция, а в некоторых случаях сульфиды, бромиды, йодиды и бораты. Наряду с O_2 и CO_2 в воде могут быть растворены элементарная сера, H_2S , меркаптаны и другие сероорганические соединения. Элементарная сера по отношению к черным металлам практически неагрессивна при температуре ниже 120° и содержании до 3%. Меркаптаны же образуют H_2S лишь при нагревании. Из всех сернистых соединений по отношению к сталям наиболее агрессивен сероводород. Агрессивность остальных сернистых соединений обусловлена, главным образом, их способностью образовать H_2 в результате распада. На процесс сероводородной коррозии железа и стали в водных электролитах стимулирующее действие оказывают не только H_2 , но и продукты коррозии - сульфиды железа (FeS). Сульфид железа по отношению к железу и стали является эффективным катодом. Другим источником сероводорода в пластовых водах может быть функционирование микрофлоры (сульфатовосстанавливающие бактерии). Агрессивность пластовых вод

увеличивается при наличии CO_2 . Это связано с понижением pH пластовой воды при растворении в ней углекислого газа. Особо значительные разрушения возникают при содержании в пластовых водах обоих агрессивных газов H_2S и CO_2 . Растворенные H_2S и CO_2 как факторы коррозии доминируют над концентрацией хлоридов в пластовых водах. В связи с этим отмечается повышение агрессивности рабочих сред в результате разбавления высокоминерализованных пластовых вод: сказывается повышение растворимости H_2S и CO_2 с уменьшением концентрации солей. Присутствие в пластовых водах кислорода (растворимость которого уменьшается с ростом минерализации вод) облегчает деполяризацию коррозионного процесса. В отсутствии H_2S и CO_2 после обескислороживания пластовая вода практически перестает быть агрессивной. В присутствии H_2S кислород расходуется на его окисление с образованием взвешенной нейтральной серы. В присутствии CO_2 (без H_2S) кислород аддитивно усиливает коррозионную агрессивность рабочих сред трубопроводов [4].

1.3.1 Виды коррозионных разрушений

Коррозию трубопровода можно разделить на два вида:

- Сплошная коррозия
- Местная коррозия

1.3.1.1 Сплошная коррозия



Рисунок 1.3. – Сплошная коррозия.

Равномерная коррозия

Равномерная коррозия металлов наблюдается в тех случаях, когда агрессивные среды не образуют защитных пленок на металле или когда сплав состоит из равномерно распределенных мелкозернистых анодных и катодных участков. Интенсивная равномерная коррозия наблюдается при коррозии меди в азотной кислоте, железа в соляной кислоте, алюминия в едких щелочах, цинка в серной кислоте. При равномерной коррозии продукты коррозии обычно не отлагаются на поверхности металла.

Неравномерная коррозия

Неравномерная коррозия значительно более опасна, чем равномерная. Неравномерная коррозия, при сравнительно небольшом количестве окисленного металла, вызывает большое уменьшение сечения в отдельных местах

1.3.1.2 Местная коррозия



Рисунок 1.4 – Местная коррозия

Язвенная коррозия

Язвенная коррозия, как правило, протекает на поверхности активно растворяющихся металлов и по характеру своего развития напоминает питтинговую коррозию, вследствие чего четкая квалификация локального коррозионного процесса часто бывает затруднена. Склонностью к язвенной коррозии обладают углеродистые и низколегированные стали, эксплуатирующиеся в водных хлоридсодержащих средах, например, водоводы, водопроводы, теплоэнергетическое оборудование.

Точечная коррозия

Вид коррозионного разрушения, которому подвергаются исключительно пассивные металлы и сплавы. Точечная коррозия наблюдается у никелевых,

циркониевых, хромоникелевых, хромистых, алюминиевых сплавах и др. При точечной коррозии разрушению подвергаются только отдельные участки поверхности, на которых образуются глубокие поражения – точечные язвы.

Коррозия пятнами

Коррозия пятнами, характеризуется образованием на поверхности металла повреждений в виде отдельных пятен, площадь которых значительно превышает глубину проникновения коррозии. Глубина повреждений обычно составляет 0,5-1,0 мм, поэтому данный вид коррозии, хотя и относится к локальной, является менее опасной, чем другие ее виды [5].

1.4. Особенности коррозии в условиях Приобского месторождения

В Западной Сибири для нефтесборных трубопроводов большого диаметра характерны коррозионные разрушения в форме протяженных канавок, расположенных строго по нижней образующей труб. В начальной стадии разрушение представляет собой следующие друг за другом язвенные углубления, которые в последующем сливаются в непрерывную канавку шириной 20-60 мм и длиной 5-20 м.

Анализ факторов, влияющих на внутреннюю коррозию трубопроводов показал, что:

- локальные коррозионные разрушения нижней части труб и аварийные порывы нефтепроводов стали проявляться, когда обводненность нефти возросла до 50%, нефтяные эмульсии стали неустойчивыми и из них начала выделяться вода в виде отдельной фазы;
- пластовая вода слабокоррозивна: минерализация хлоркальциевых вод невелика и составляет 20-40 г/л, рН воды нейтральный, температура 40С;

- в водной фазе нефтяной эмульсии содержится до 250 мг/л двуокиси углерода и биогенный сероводород в количестве 2-10 мг/л;
- в попутных нефтяных газах содержится до 6% масс. CO_2 и сероводорода 1,5 мг/м³;
- нефти Западной Сибири парафинистые, легкие и маловязкие, характеризуются невысокой устойчивостью нефтяных эмульсий. Таким образом, и со стороны нефти и газа особой разрушительной коррозии не ожидается.

Большинство исследователей, занимавшихся изучением коррозии стали в подобных условиях, считают, что коррозионный процесс разрушения металла протекает по углекислотному механизму [5].

Для Западной Сибири характерно выпадение солей из водной фазы продукции скважин, что, в принципе, возможно вследствие действия следующих факторов:

- уменьшение общего давления в системе;
- изменения температуры;
- изменения химического состава воды, что возможно или при смешении вод различного состава, или в результате коррозии, когда вода обогащается ионами железа.

В этих условиях процесс углекислотной коррозии протекает следующим образом. На внутренней поверхности трубопровода происходит отложение арбоната кальция CaCO_3 . В некоторых местах защитная пленка осадка CaCO_3 может отслоиться. Это происходит под действием механических факторов, таких как абразивное действие взвешенных частиц, гидравлические удары, вибрации трубопровода, вызванные прохождением газовых пробок и др., или в результате механо-химического растворения пленки в местах напряженного

состояния трубопроводов. Обнаженный участок металла и остальная поверхность трубы, покрытая осадком, образуют гальваническую макропару, где металл является анодом, а поверхность трубы - катодом. Начинается интенсивный процесс коррозии, его скорость может достигать 5-8 мм/год. Приэлектродный слой обогащается ионами железа Fe^{2+} и создаются условия для осаждения карбоната железа $FeCO_3$, который блокирует коррозию. Участки язв, где произойдет отслоение $FeCO_3$, вновь превращаются в активные аноды. Однако, перечисленные воздействия: гидравлические удары, вибрации, механо-химическое растворение, носят непредсказуемый характер и не объясняют локализации коррозионного разрушения в нижней части труб. Феномен локализации коррозионного разрушения по нижней образующей трубы может быть обусловлен особенностями гидродинамики течения газожидкостных потоков по трубопроводам. В условиях недостаточно высокой скорости потока (0,1-0,9 м/с) формируется расслоенная структура течения ГЖС, то есть вода выделяется в отдельную фазу. Поверх воды будет двигаться нефтяная эмульсия и газ. На границе раздела жидких фаз возникнут волны, в частности из-за разницы в вязкости соприкасающихся фаз. При перемещении этих волн вдоль течения транспортируемой смеси на границе раздела жидких фаз наблюдаются вторичные явления: отрыв капель воды и их вращение, что приводит к возникновению вихревых дорожек из множества капель воды строго вдоль нижней образующей трубы (рисунок.3.3) [6].



Рисунок 1.5. – Схема образования вихрей на волновой поверхности раздела фаз нефть-вода.

Часть присутствующих в водной фазе механических примесей (карбонатов и сульфидов железа, песка и глины) попадает во вращающиеся капли воды и участвует в постоянном гидроэрозионном воздействии на защитную пленку из карбонатов в нижней части трубы. Поэтому по нижней образующей трубы происходит постоянное механическое удаление железокарбонатной пленки. Таким образом обеспечивается постоянное функционирование гальванической макропары металл - труба, покрытая осадком солей. Аномально-высокие скорости коррозии (5-8 мм/год) объясняются соотношением площадей электродов: небольшой по площади анод в нижней части трубы в виде дорожки и катод, в десятки раз превышающий по площади анодный электрод. Методы предотвращения этого вида локальной коррозии также должны быть нетрадиционными и исходить из рассмотренного механизма. Применение ингибиторов коррозии здесь малоэффективно, поскольку защитная пленка ингибитора будет непрерывно удаляться с металла. Замена малостойких в условиях углекислотной коррозии сталей на более стойкие неприемлема по технико-экономическим соображениям, поскольку протяженность сети нефтепроводов в Западной Сибири огромна.

Задача предупреждения коррозии по нижней образующей трубы может быть решена только при учете гидравлических особенностей течения трехфазных потоков. Прежде всего уже на стадии проектирования обустройства таких месторождений необходимо заложить расчетно-уменьшенные диаметры нефтепроводных труб, в которых скорость движения нефтеводогазового потока поддерживалась бы на оптимальном уровне, то есть чтобы из нефтяных эмульсий не выделялась вода в качестве отдельной фазы. Если этого избежать нельзя, например, из-за высокой обводненности добываемой нефти, то необходимо предусмотреть в проекте разработки месторождения, при наступлении повышенной обводненности нефти,

постоянный сброс выпавшей на отдельных участках нефтепровода воды. Можно периодически удалять скапливающуюся в пониженных участках нефтепровода воду с помощью разделительных пробок и скребков. Опасными, с точки зрения коррозионной агрессии, являются пробковый и расслоенный режимы течения. В момент прохождения "пробки" газа по участку трубопровода на нем возникает сильная вибрация. Периодичность прохождения газовых "пробок" может колебаться от 1-2 за час до 15-25 за минуту. В результате этого нефтесборный коллектор может испытывать циклические нагрузки. При циклическом нагружении металла упругопластические деформации, локализованные в концентраторе напряжений, приводят к интенсивной локальной механохимической коррозии и развитию коррозионно-усталостной трещины. Коррозионные повреждения внутренней поверхности трубопровода вначале образуются по электрохимическому механизму, в дальнейшем они также могут выступать концентраторами напряжений. Этим и объясняются аномально высокие скорости коррозии (9 мм/год), наблюдаемые на многих месторождениях. Если проблема защиты внутрипромысловых трубопроводов от коррозионно-механического растрескивания появилась впервые, то для магистральных нефтепроводов в этом направлении накоплен большой опыт, так как для них - это характерный вид коррозионного разрушения [7].

К наиболее распространенным способам защиты трубопроводов от коррозионно-механического растрескивания относятся:

- ингибиторная защита;
- применение гальванических и лакокрасочных покрытий;
- легирование трубной стали;
- защита с помощью оксидных и фосфатных покрытий.

Эффективным методом защиты является ингибирование, так как ингибиторы тормозят процесс коррозионного зарождения трещин на поверхности металла. Кроме того, многие ингибиторы способны проникать в вершину зародившейся трещины и сдерживать ее развитие. Поэтому важно правильно подобрать ингибитор. Он должен не только существенно замедлять равномерную и локальную коррозию, но и эффективно подавлять зарождение и развитие коррозионно-усталостных трещин. Из других методов защиты реально осуществимым является термообработка труб. Однако режимы термообработки для конкретных видов труб должны выбираться с учетом особенностей коррозионной среды и механизма коррозии, характерных для конкретного месторождения. А это требует проведения дополнительных исследований. [10].

1.5 Ингибиторная защита

Основным предназначением ингибиторов коррозии считается понижение газовых и электролитических сред, а еще предотвращение интенсивного контакта железной плоскости с находящейся вокруг средой. Это достигается методом вступления ингибитора в коррозионную среду в итоге чего быстро миниатюризируется сольватационная энергичность ее ионов, атома и молекул. Не считая такого, падает и их дееспособность к ассимиляции электронов, покидающих плоскость металла в ходе его поляризации. На металле появляется моно или полиатомная адсорбционная пленка, которая значительно ограничивает площадь контакта плоскости с коррозионной средой и работает очень достоверным препятствием протеканию процессов саморастворения. При данном методе принципиально, чтобы ингибитор владел неплохой растворимостью в коррозионной среде и высочайшей адсорбционной возможностью как на ювенильной плоскости металла, так и на возникающих на нем пленках разной природы.

Для ввода ингибитора в основном применяют: безнасосную схему подачи ингибитора и насосную схему подачи ингибитора.

Безнасосная схема подачи используется главным образом для ввода потока ингибитора. Последний из емкости 1 поступает в газопровод 7 под действием гидростатического напора, который создается благодаря установке емкости на высоте 1 – 2 м., над газопроводом. ГЖС пространства емкости соединяются с газопроводом. Ингибитор в емкость закачивают при закрытых ventилях 3, 5, 8 и открытых 4, 6 насосом 2 из емкости 9 до перелива его через специальный ventиль 4. На некоторых промыслах ингибитор вводят в трубопровод под избыточным давлением, которое создается в емкости подачей в нее газа из высоконапорной скважины.

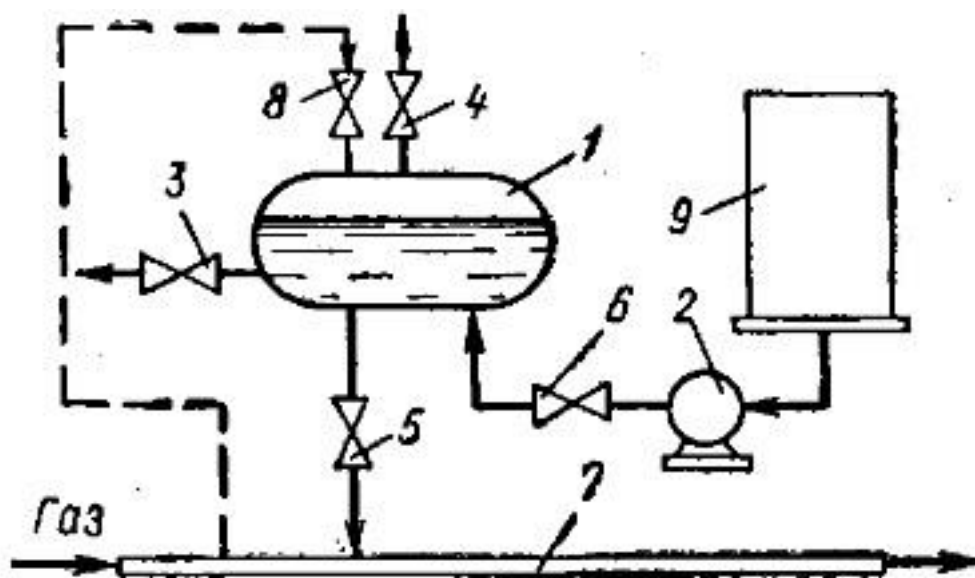


Рисунок 1.6. Безнасосная схема подачи ингибитора[7].

Более экономична и удобна насосная схема подачи ингибитора (Рисунок 1.7). Подачу насосов 5, 10 регулируют от максимальной до нуля при помощи регулирующих гаек, изменяя ход плунжера насоса. Ингибитор поступает к насосам из одной расходной емкости 2, которая соединена с резервной емкостью 1. На заборном конце поводящего трубопровода устанавливают

фильтр 3. Для предохранения деталей насоса от повреждений при давлении, превышающем паспортные данные, например, при закрытом вентиле 6, на нагнетательном трубопроводе насос имеет предохранительный клапан. При увеличении давления на 30% выше максимального рабочего предохранительный клапан открывается полностью и раствор через клапан и присоединению к нему резиновую трубку отводится в расходную емкость 2. Для перекрытия ингибиторопроводов служат вентили 4, 6, 7. При работе насоса возникают пульсации расхода ингибитора. Для их сглаживания на выкидной линии устанавливают пневматические гидроаккумулятор 8. Работу насоса контролируют по давлению линии манометром 9 [8].

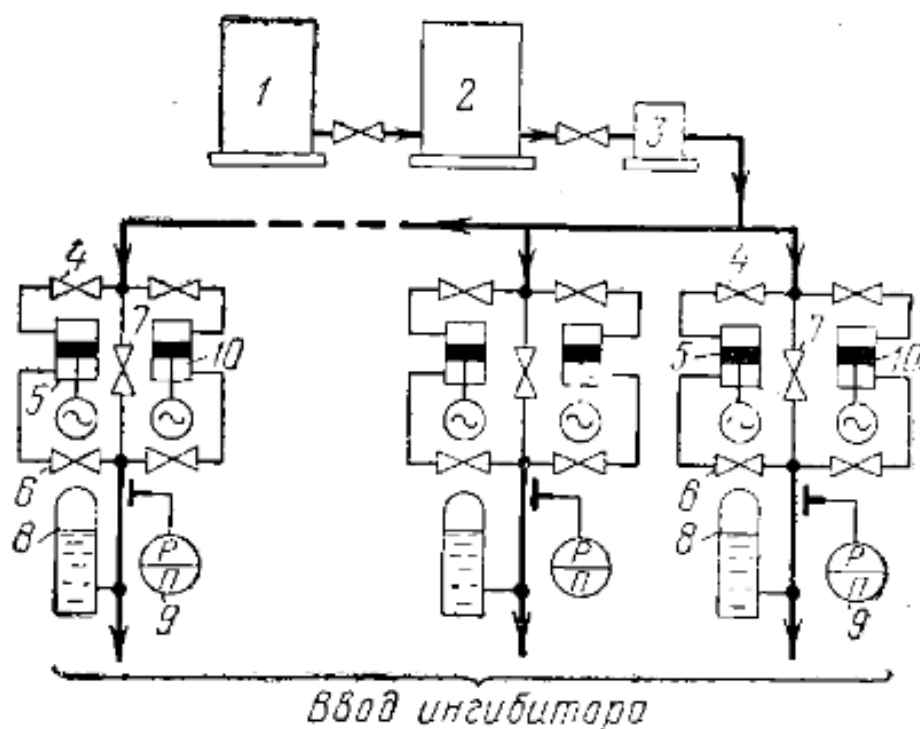


Рисунок 1.7 – Насосная схема подачи ингибитора [8].

На Приобском месторождении применяются ингибиторы «NORUST 760» , «АМДОР-ИК-5».

Ингибитор NORUST 760 является водорастворимым пленкообразующим ингибитором коррозии, специально разработанным для применения в нефтяной промышленности для систем сбора нефти, наземного оборудования, систем поддержания пластового давления, с целью обеспечения защиты от коррозии.

Область применения:

- Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии.

Преимущества применения:

- Высокая скорость образования защитной пленки.
- Отсутствие образования эмульсии.
- Стабильность ингибитора коррозии при высоких температурах и давлениях.
- Высокая эффективность ингибитора, позволяющая снижать дозировки при применении.
- Совместимость ингибитора с другими химическими продуктами.
- Низкая температура замерзания ингибитора.

Применение ингибиторов коррозии позволяет: надежно защитить от сероводородной и кислотной коррозии оборудование и трубопроводы при нефтедобыче и транспортировке сырой нефти, оборудование и трубопроводы установок по компримированию и переработке нефтяного газа. Защитить металл от специфических видов коррозии – сульфидного коррозионного растрескивания, наводороживания, охрупчивания. Подавить активность роста бактерий.

Ингибиторы коррозии «АМДОР-ИК» относятся к нефтерастворимым, вододиспергируемым агентам. Эффективная защита достигается при концентрации ингибиторов от 20 до 30 г/м³ для жидких потоков и 2 - 50 г/1000 м³ для газовых потоков в зависимости от агрессивности сред [9].

Ингибиторами называют химические соединения, которые, присутствуя в коррозионной системе в достаточной концентрации, уменьшают скорость коррозии без значительного изменения концентрации любого коррозионного реагента. Ингибиторами коррозии могут быть и композиции химических соединений. Содержание ингибиторов в коррозионной среде должно быть небольшим.

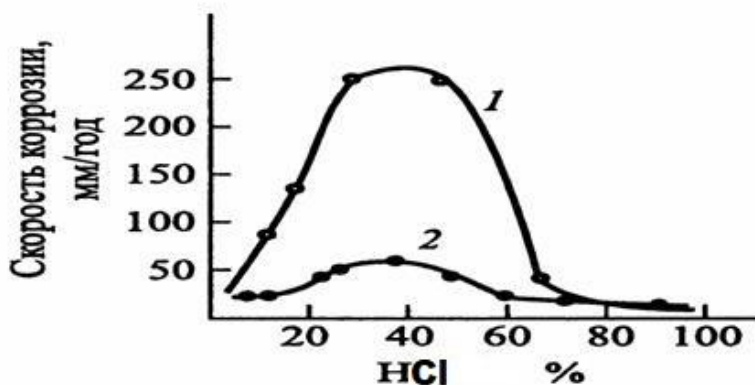


Рисунок 1.8. – Зависимость скорости коррозии от содержания HCl.

Химический метод защиты от коррозии путем введения в среду ингибиторов, защитное действие которых основано на способности адсорбироваться и образовывать на поверхности металла защитную пленку. Ингибиторная защита является одним из наиболее удобных и экономичных средств борьбы с коррозией в этих условиях.

В настоящее время нефтепромысловые трубопроводы изготавливаются из стали, что объясняет их доступностью и высокой скоростью монтажа. Однако аварийность данных трубопроводов в 2 раза выше, чем конструкций в

коррозионно-стойком исполнении. В свою очередь применение последних в большинстве случаев не дает экономического эффекта. Это связано с тем, что применение антикоррозионных покрытий приводит к росту продолжительности строительства и удорожанию работ на 5 %. Так же происходящие при монтажных работах повреждения могут стать причиной возникновения процесса электрохимической коррозии покрытием и металлом корпуса.

Использование композитных труб экономически целесообразно при длительном сроке эксплуатации месторождения, однако средняя продолжительность эксплуатации месторождения в России превышает 30 лет.

Учитывая недостатки приведенных методов и многолетний опыт применения химической ингибиторной защиты, можно справедливо полагать, что данный вид антикоррозионной защиты является одним из наиболее эффективных, экономически целесообразных и технологически доступных методов борьбы с коррозией промышленного оборудования.

Преимущества от применения ингибиторной защиты приведены ниже:

- использование наиболее доступных конструкционных материалов
- управляемость процесса снижения скорости коррозии и возможность гибкого реагирования на изменение коррозионной ситуации
- стабилизация процесса эксплуатации нефтепромышленного оборудования
- возможность одновременной защиты практически всех типов промышленного оборудования: трубопроводов, оборудования объектов подготовки нефти и воды
- сокращение простоев, связанных с ремонтом оборудования
- возможность замедлять коррозионное разрушение трубопроводов бывших в эксплуатации

- предупреждение экологических бедствий в районе эксплуатации оборудования и трубопроводной системы.

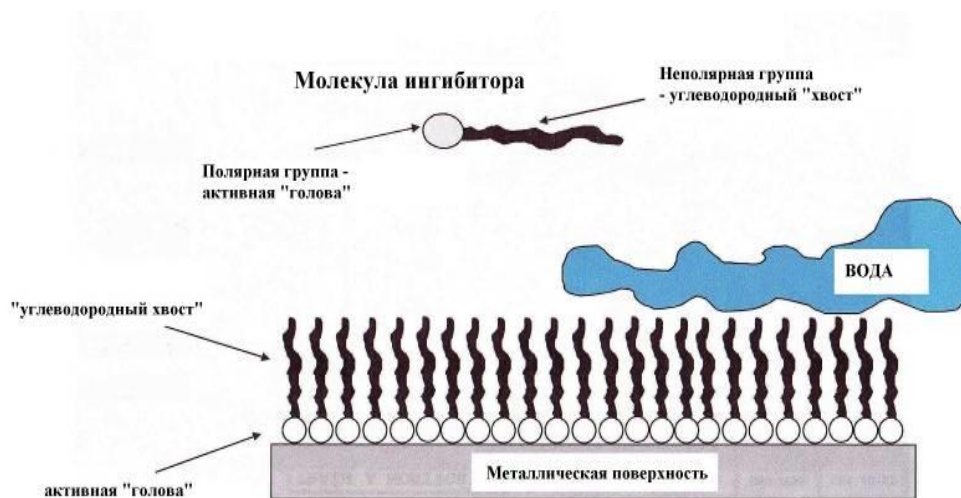


Рисунок 1.9. – Механизм действия ингибиторов коррозии.

К ингибиторам предъявляются определенные требования по технологическим и защитным свойствам. Ингибиторы должны иметь высокие защитные свойства: в сероводородсодержащих, водной и паровой фазах не менее 86% от общей коррозии не менее 70% от водородного охрупчивания. Они не должны оказывать отрицательного влияния на технологические процессы.

1.5 Кислотная обработка

Дебит скважины во многом зависит от проницаемости продуктивного пласта (главным образом его призабойной зоны – ПЗП), которая всегда меняется в процессе заканчивания и эксплуатации скважины. Коллекторские свойства неизбежно ухудшаются вследствие набухания глин, выпадения солей из пластовых вод, образования стойких эмульсий, отложения смол, парафинов и продуктов коррозии в фильтровой части ствола, гидратации пород, размножения сульфатовосстанавливающих бактерий. Методы восстановления, а порой и улучшения фильтрационных характеристик коллектора в ПЗП

приобретают особое значение. Кроме того, после снижения кольтматации (процесс естественного и искусственного проникновения мелких, главным образом глинистых и коллоидных частиц в поры и трещины горных пород) солями жесткости (привносимыми закачиваемой водой) повышается приемистость нагнетательных скважин в терригенных коллекторах.

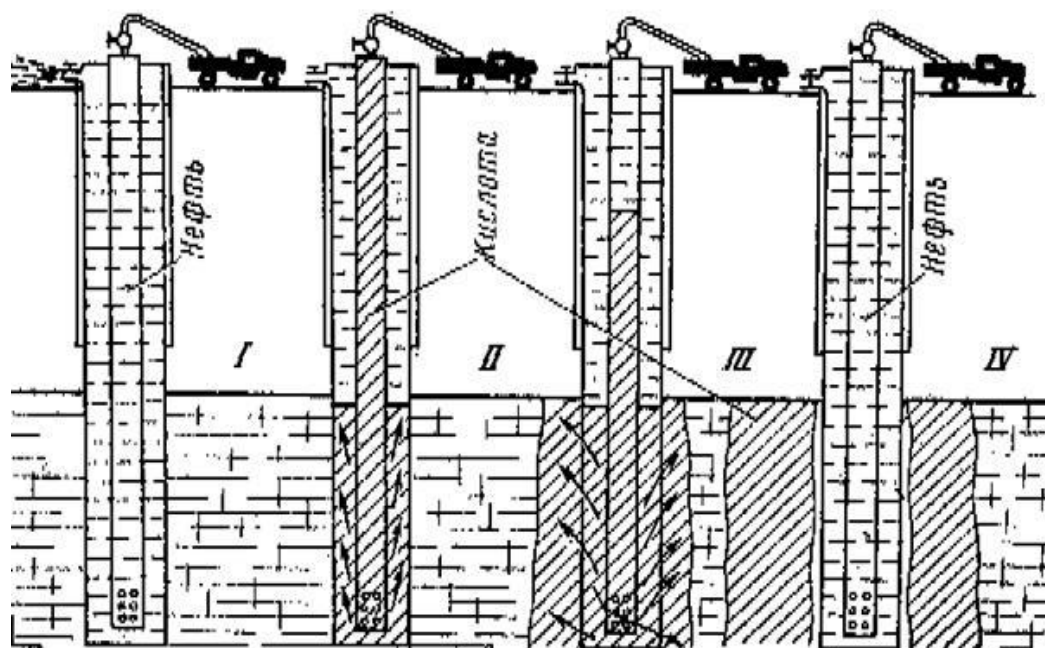


Рисунок 1.10. – Схема кислотной обработки скважины.

Нагнетать кислоту в пласт необходимо с максимально возможными скоростями, чтобы кислота проникала на большие расстояния от ствола скважины. После продавливания кислотного раствора в пласт скважину оставляют на некоторое время в покое для реагирования кислоты с породой, после чего пускают скважину в эксплуатацию.

Существует множество технологических вариантов проведения кислотной обработки: начиная от небольших кислотных ванн и до объемных кислотных обработок с использованием потокоотклоняющих технологий.

Современные кислотные композиции, кроме собственно соляной или глино-кислоты, содержат большое разнообразие компонентов (выполняющих различные функции), в том числе добавки поверхностно-активных веществ (ПАВ), обеспечивающих более полное удаление из пласта отработанной кислоты и продуктов реакции.

Кислотные обработки пластов осуществляются как для увеличения, так и для восстановления проницаемости коллектора призабойной зоны скважины. Большинство этих работ проведено при переводе скважин в нагнетание и последующего увеличения их приемистости.

Стандартная кислотная обработка на Приобском месторождении заключается в приготовлении раствора в составе 14% HCl и 5% HF, объемом из расчета 1,2-1,7 м³ на 1 метр перфорированной толщины пласта и закачки его в интервал перфорации. Время реагирования составляет около 8 часов.

При рассмотрении эффективности воздействия неорганических кислот принимались во внимание нагнетательные скважины с длительной (более одного года) закачкой воды до обработки.. Кислотная обработка ПЗС в нагнетательных скважинах оказывается довольно эффективным методом восстановления их приемистости. В качестве примера, в таблице 2 представлены результаты обработок по ряду нагнетательных скважин.

Таблица 1.2. – Результаты кислотной обработки.

Скважина	Дата обработки	Приемистость до обработки (м ³ /сутки)	Приемистость после обработки (м ³ /сутки)	Давление закачки (атм)	Тип кислоты
103	10.2014	30	220	185	HCl

91	06.2015	140	480	155	HCl
1127	12.2014	0	360	175	HCl
1765	11.2014	30	280	180	HCl
2770	04.2014	0	335	175	HCl
1792	01.2016	30	288	170	HCl
2712	08.2016	0	410	170	HCl
2734	07.2016	30	410	170	HCl
2730	08.2016	0	340	170	HCl

Анализ проведенных обработок показывает, что композиция соляной и плавиковой кислоты улучшает проницаемость ПЗС Приемистость скважин увеличивалась от 1,5 до 10 раз, эффект прослеживается от 3 месяцев до 1 года. Таким образом, на основании анализ проведенных на месторождении кислотных обработок, можно сделать вывод о целесообразности осуществления кислотных обработок призабойных зон нагнетательных скважин с целью восстановления их приемистости.

2 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Методика расчета кислотного состава

Определить необходимое количество соляной кислоты и других химреагентов для обработки нефтяной скважины, имеющей следующую характеристику: глубина 2403м; пласт представлен песчаником с контактным и глинистым цементом; эффективная толщина пласта 20 м; проницаемость пород $0,06 \times 10^{-12} \text{ м}^2$; пластовое давление 10 МПа; ниже вскрытой части пласта в эксплуатационной колонне имеется зумпф – отстойник глубиной 15м; внутренний диаметр эксплуатационной колонны 0,15м; внутренний диаметр НКТ 0,062м.

Для заданных условий концентрацию кислоты для первичных обработок принимают 8 – 10%. Примем 10 %. Количество кислоты, расходуемой на 1м толщины пласта, для песчаников составляет $0,4 - 0,6 \text{ м}^3$, принимаем $0,5 \text{ м}^3$. В этом случае общий объем рабочего кислотного раствора составит $0,5 \cdot 20 = 10 \text{ м}^3$. На приготовление 10 м^3 10% рабочего солянокислотного раствора, согласно данным табл. 1 требуется 3890 кг. 27,5% HCl и $6,6 \text{ м}^3$ воды.

Таблица 2.1. – Количество кислоты и воды, потребных для приготовления солянокислотного раствора.

Объем разведенной кислоты, м3	Концентрация разведенной кислоты, %			
	8	10	12	14
6	1840/4,38	2330/3,96	2830/3,52	3320/3,4
8	2460/5,84	3110/5,28	3770/4,64	4400/4,16
10	3080/7,3	3890/6,6	4720/5,87	5560/5,14

Количество концентрированной товарной соляной кислоты для приготовления 10 % рабочего соляно-кислотного раствора можно найти по формуле:

$$W_k = \frac{A * x * W * (B - z)}{B * z * (A - x)}$$

где А и В – числовые коэффициенты, значения которых приведены ниже; х и z – концентрации соответственно рабочего соляно-кислотного раствора и товарной соляной кислоты; W – объем рабочего кислотного раствора, равный 10 м³.

Таблица 2.2. – Числовые коэффициенты.

A,B	214	218	221.5	226	227.5	229
x	5.15	13.19	19.06	27.75	29.95	32.1
z	12.19	18.11	24.78	29.57	31.52	33.4

В нашем случае для десятипроцентной соляной кислоты числовой коэффициент А = 214, а для двадцати семи процентной коэффициент В = 226;

х – десятипроцентная концентрация солянокислотного раствора;

z – двадцати семи процентной концентрация товарной кислоты;

W = 10 м³ – объем рабочего кислотного раствора.

Следовательно, по формуле (1) имеем:

$$W_k = \frac{214 * 10 * 10 * (226 - 27.5)}{226 * 27.5 * (214 - 10)} = 3.333 \text{ т}^3$$

После приготовления рабочего раствора соляной кислоты проверяют полученную концентрацию раствора HCl, и если она не соответствует выбранной, добавляют к раствору воду или концентрированную кислоту. Количество добавляемой воды при концентрации HCl > 10%

$$q_v = \frac{(p_2 - p_1) * W}{p - 1}$$

Количество добавляемой соляной кислоты, если концентрация HCl < 10%

$$q_x = \frac{(p - p_1) * W}{p_e - p}$$

где q_v и q_x – объемы добавляемой воды и концентрированной кислоты, м³;

p – плотность раствора выбранной концентрации;

p_1 и p_2 – плотность приготовленного раствора соответственно пониженной и повышенной концентрации;

p_3 – плотность концентрированной соляной кислоты;

W – объем солянокислотного раствора десятипроцентной концентрации.

Уточняем количество воды, необходимой для приготовления принятого объема рабочего солянокислотного раствора с учетом всех добавок:

$$V = W - W_k - \sum Q$$

где W – объем рабочего солянокислотного раствора, равный 10 м³ ;

W_k – объем концентрированной товарной кислоты, равный 3,333 м³;

$\sum Q$ – суммарный объем всех добавок к солянокислотному раствору.

$$\sum Q = 163 + 500 + 100 = 763 \text{ дм}^3 = 0,763 \text{ м}^3$$

Следовательно, по формуле (6):

$$V = 10 - 3.333 - 0.763 = 5.904 \text{ м}^3$$

2.2 Оценка коррозионной агрессивности среды с помощью коррозионных зондов

Коррозионные испытания материалов в технологических потоках выполняются с помощью коррозионного зонда, который представляет собой шлюзовую камеру, отделенную от рабочего пространства аппарата или трубопровода прямоходовой задвижкой. Зонд позволяет устанавливать и снимать образцы материалов в процессе работы установки без отключения аппаратов. Перед началом испытаний в шлюзовую камеру помещается кассета с образцами, либо датчики резистометрического или поляризационного типа, которые закрепляются на подвижном штоке. При открытии задвижки с помощью подвижного штока образцы или датчики вводятся в рабочую среду.

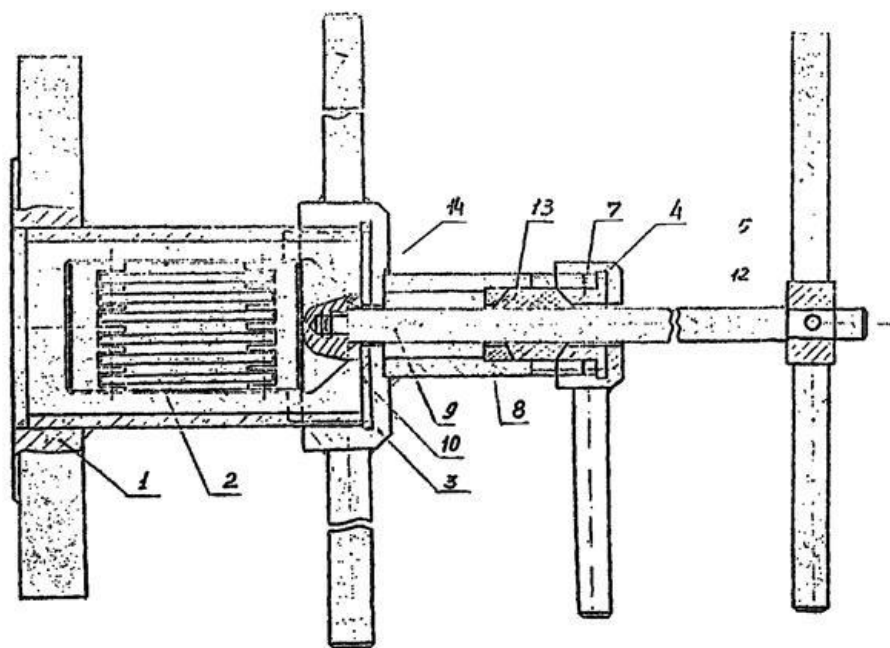


Рисунок 2.11 – шлюзовая камера с зондом для гравиметрических коррозионных испытаний.

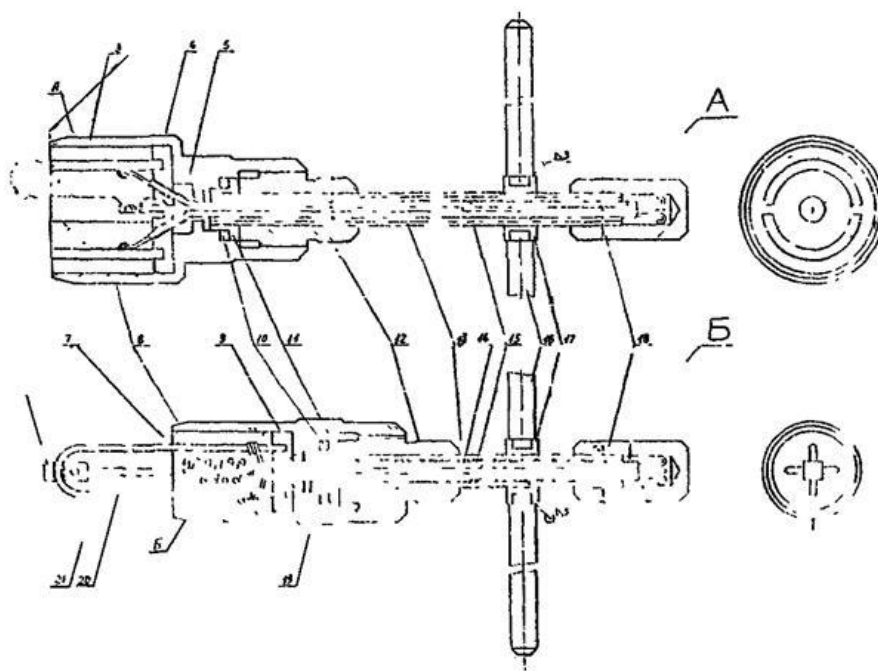


Рисунок 2.2. – Датчики для определения коррозионной агрессивности среды (А - поляризационный, Б - резистометрический)

Гравиметрические коррозионные испытания материалов выполняются на прямоугольных образцах минимальным размером $50 \times 10 \times C$, где C - толщина образца, которая может составлять 0,5 - 3 мм. Для крепления в кассете образцы имеют 2 отверстия диаметром 2 - 3 мм. В качестве электродов в датчиках резистометрического типа используется проволока 1 - 2 мм из материалов, у которых необходимо проверить коррозионную стойкость.

В качестве электродов в датчиках поляризационного типа используются цилиндрические образцы $\varnothing 3 - 5$ мм и длиной до 50 мм, а также пластинчатые образцы, собранные в пакет таким образом, чтобы полюса электродов в пластинках попарно чередовались, а общая площадь положительных электродов равнялась площади отрицательных электродов.

Для получения сравнимых результатов скорости коррозии металла на действующем оборудовании и на образцах их поверхность должна иметь одну

и ту же шероховатость. Шероховатость, характерная для стального проката, может быть приблизительно обеспечена дробеструйной обратной. Острые кромки на образцах должны быть слегка притуплены.

2.2.1 Техника работы с коррозионным зондом.

Коррозионный зонд предназначен для работы в жидкостных и газовых потоках с рабочим давлением до 10 атм. и давлением потока на кассету до 10 кг.

Размер кассет с образцами и датчиков резистометрического или поляризационного типа обуславливает применение коррозионного зонда в рабочем пространстве с условным проходом 50, 75 и 100 мм. Работы по установке и снятию кассет выполняет оператор, ответственный за данный блок установки.

При работе с коррозионным зондом работы выполняются в следующей последовательности:

- убедиться в том, что задвижка надежно перекрыта;
- осторожно отвернуть крышку зонда и снять её вместе со штоком;
- установить на шток датчик или кассету с образцами, завернув её до упора с натягом. Снять с кассеты изолирующий чехол с контрольной карточкой, в которой указано место установки, номер кассеты, глубина погружения, и отметить время установки зонда. На штоке установить метку, указывающую на расположение плоскости образцов в кассете.
- внести кассету в шлюзовую камеру, а камеру закрыть крышкой;

- осторожно приоткрыть задвижку и медленно заполнить шлюзовую камеру рабочей средой. Убедиться в отсутствии течей в уплотнениях крышки и сальника;
- ввести зонд в рабочее пространство аппарата, ориентируя плоскость образцов в кассете вдоль потока и закрепить шток в необходимом положении;
- в процессе выдержки образцов производится периодический контроль зондов на отсутствие течей в уплотнении крышки и сальника, сохранность ориентации образцов относительно рабочего потока;
- по окончании заданного времени выдержки образцов кассета с образцами переводится в шлюзовую камеру. Перевод штока в исходное положение производить плавно, противодействуя давлению среды, отпустить шток лишь убедившись, что он стоит на упоре. При этом, оператор должен находиться несколько в стороне от направления движения штока;
- перекрыть задвижку. Продукты, рабочая температура которых представляет опасность ожога для оператора, необходимо остудить в шлюзовой камере до 30 - 40 °С;
- осторожно на 0,5 - 1,5 оборота отвернуть крышку шлюзовой камеры и сбросить давление;
- слить продукт из шлюзовой камеры в специальную канистру, снять кассету с образцами и упаковать.
- сделать отметку в контрольной карточке о времени выемки кассеты из рабочего пространства. Установить крышку на корпус шлюза;

- образцы в кассетах немедленно передать в лабораторию на обработку.

Коррозионные измерения с датчиками резистометрического или поляризационного типа производятся с помощью специальных электроизмерительных приборов - коррозиметров по прилагаемым к этим приборам методикам.

2.2.2 Обработка образцов после испытаний.

Сразу по окончании коррозионных испытаний необходимо произвести разборку кассеты и предварительную промывку элементов кассеты и образцов от смолистых и увлажненных рыхлых коррозионных отложений.

Способ удаления продуктов коррозии с поверхности образцов зависит от их состава и свойств:

- рыхлые продукты коррозии с плохой адгезией снимаются волосяной щеткой, деревянным шпателем или мягкой резинкой;
- плотные отложения с плохой адгезией снимаются с помощью отпущенного лезвия (твердость лезвия должна быть ниже твердости образца);
- хрупкие пленки продуктов коррозии снимаются скалыванием посредством легкого постукивания образца о твердый предмет с последующей обработкой мягкой резинкой;
- хрупкие пленки продуктов коррозии с хорошей адгезией снимаются с помощью химических или электрохимических методов травления

При наличии в продуктах коррозии смолистых отложений целесообразно чередовать механическую зачистку или химическое травление образцов с

промывкой их в растворителе. При необходимости продукты коррозии собираются для проведения анализов в стеклянные пробирки с пробкой.

По окончании снятия с поверхности образцов продуктов коррозии образцы обезжириваются и просушиваются.

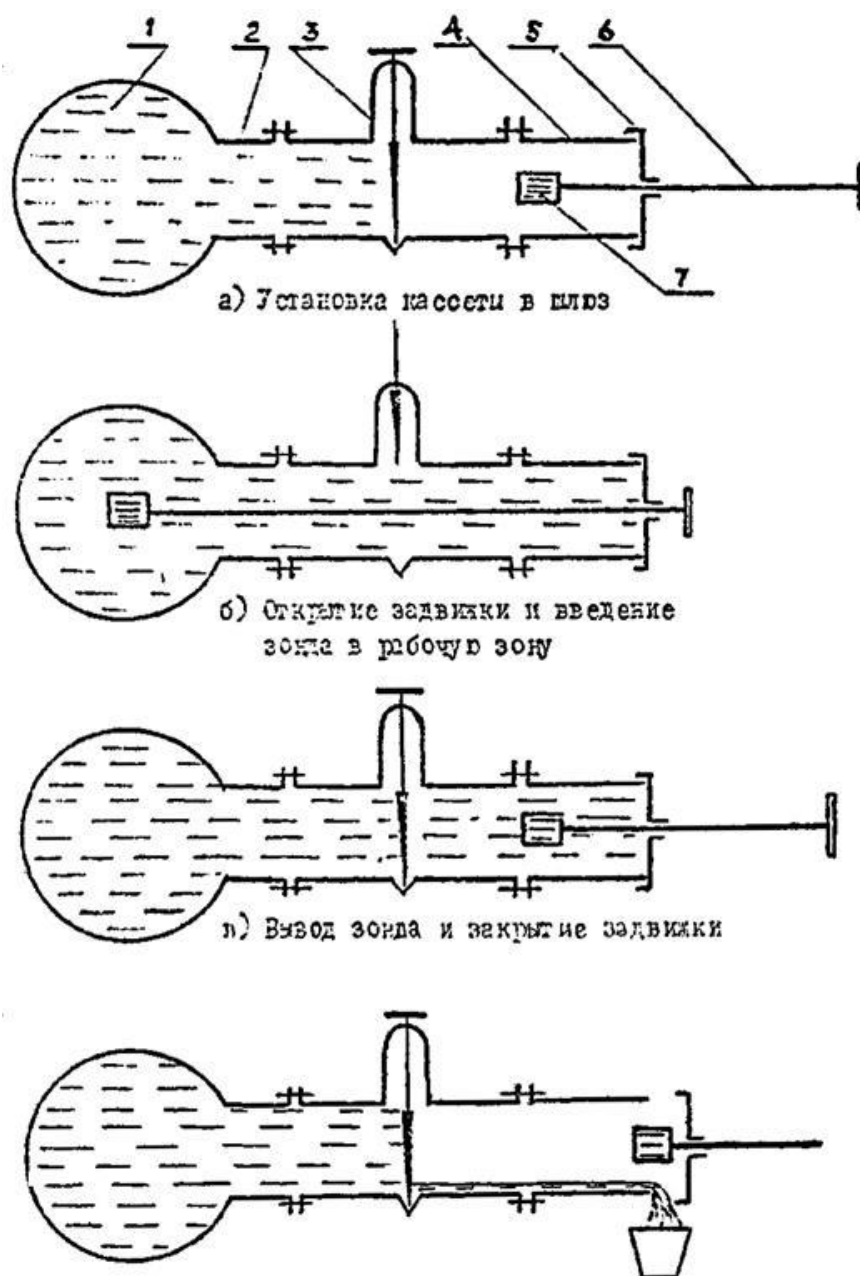


Рисунок 2.3. – Последовательность выполнения операций при работе с коррозионным зондом (1 – рабочий трубопровод; 2 – врезной патрубок; 3 –

задвижка; 4 – шлюзовая камера; 5 – крышка камеры; 6 – шток; 7 – кассета с образцами.)

2.2.3. Оценка результатов испытаний.

После очистки образцы подвергают визуальному осмотру с помощью лупы (кратность увеличения 8 - 12) для установления характера коррозии: общей (равномерной или неравномерной), точечной, язвенной и т.д.

Скорость коррозии материала при испытаниях определяется из расчета на равномерную общую коррозию по формуле:

$$Пг = \frac{8,76 * 10^6 (m_1 - m_2)}{S * t * \rho}$$

где Пг - скорость коррозии материала, мм/год;

m_1, m_2 - масса образца до начала испытаний и после очистки образца от отложения и продуктов коррозии, г;

S - первоначальная поверхность образца, мм²;

t - продолжительность коррозионных испытаний, час.

ρ - плотность материала, г/см³.

Таблица 2.3. – Результаты при испытании коррозионным зондом.

m_1	m_2	S	T	ρ
40 г	39.91 г	37 мм ²	168 ч	7,85 г/см ³

Рассчитаем скорость коррозии материала при испытаниях и полученных данных:

$$Пг = \frac{8,76 * 10^6 * (40 - 39,91)}{37 * 168 * 7,85} = 16,15 \text{ мм/год}$$

2.3 Обзор применяемых ингибиторов для защиты промышленного оборудования Приобского месторождения

Одним из наиболее эффективных методов снижения аварийности промышленного оборудования является ингибиторная защита. Однако, эффективность применяемых в «Роснефть» ингибиторов коррозии недостаточно высока. Это связано с отсутствием мероприятий по экономически и научно обоснованному выбору реагентов с учетом их свойств, состава и гидродинамических параметров транспортирования промышленных сред.

Для снижения отрицательного воздействия промышленных сред и технологических жидкостей рекомендована ингибиторная защита оборудования без противокоррозионного покрытия и с внутренним противокоррозионным покрытием. При отсутствии внутреннего покрытия необходим обоснованный подбор ингибиторов коррозии с учетом их адсорбционной устойчивости на поверхности металла для защиты ее от гидроабразивно-коррозионно механического разрушения.

Например, с использованием гелевых пробок и бактерицидная обработка применяемых жидкостей глушения. При наличии покрытия, для снижения нецелевого расхода, ингибитор должен преимущественно адсорбироваться на внутренней поверхности стыкового сварного соединения с минимальной адсорбцией на поверхности покрытия.

Для оценки адсорбционных свойств ингибиторов коррозии используем адаптированный к исследованию процессов адсорбции органических веществ на плоских поверхностях твердых тел метод электрокинетического потенциала. Метод основан на представлении о формировании на поверхности любой природы, при контакте с электролитом, молекулярного комплекса, состоящего из ионно-гидратного слоя (ИГС). В процессе адсорбции на поверхности

поверхностно-активных молекул ингибитора происходит полное или частичное разрушение ИГС и вытеснение, ионно-гидратных комплексов молекулами реагента в раствор.

Критерием сравнения адсорбционной устойчивости ингибиторов является количество десорбировавшегося под действием потока электролита реагента, которое пропорционально увеличению молекулярной емкости ИГС.

Молекулярная емкость ИГС пропорциональна значению электрокинетического потенциала, определяемого расчетным путем с использованием замеренных значений потенциала течения в процессе адсорбции и десорбции исследованных реагентов на специально сконструированной проточной ячейке.

2.3.1 Выбор оборудования для применения ингибиторной защиты

Техническая реализация данного метода осуществляется с помощью специальных модулей, устанавливаемых, как правило, в районе скважин. Каждый такой модуль включает в себя емкость с ингибитором, дозировочный насос, систему трубопроводов с соответствующей арматурой и пульт управления. Из-за отдаленности скважин его обслуживание и ремонт вызывают серьезные затруднения. В зимний период при нередкой для данных районов температуре воздуха -40°C и ниже, практически все используемые ингибиторы застывают, что приводит к отказам в работе модуля. Кроме этого, используемые в его составе плунжерные насосы-дозаторы отличаются невысокой надежностью, сложностью обслуживания и ограниченным диапазоном регулирования расхода.

В ГП НИТИ им. А.П. Александрова по заказу Юганскнефтегаза был выполнен цикл работ по исследованию механизмов коррозии нефтепромыслового оборудования, выбору наиболее эффективных

ингибиторов для конкретных месторождений и оптимальных режимов их дозирования, а также предложена технологическая схема реализации системы ингибиторной защиты оборудования от внутренней коррозии. В основу предлагаемой системы дозирования ингибиторов положено использование разработанных в ГП НИТИ им. А.П. Александрова оригинальных мембранных насосов-дозаторов (патент РФ №2160383).

Насосы просты, надежны, не содержат вращающихся частей (электродвигателей, редукторов и т.п.) и сальниковых уплотнений. При этом питание насосов может осуществляться как от сети переменного (220 В, 50 Гц), так и постоянного тока. Управление работой насоса (изменение величины расхода) производится с выносного пульта, удаленного от места установки насоса до нескольких километров, причем регулировка расхода осуществляется непосредственно в процессе работы.

Учитывая незначительные габариты насосов, вся система дозирования ингибиторов не требует применения специальных модулей и может быть смонтирована, например, непосредственно в составе имеющихся АГЗУ, что существенно удешевляет стоимость системы дозирования, упрощает ее обслуживание и исключает застывание ингибитора в зимний период.

Эксперименты проводились, на поверхности стали для ряда промышленно выпускаемых ингибиторов коррозии. Сравнение адсорбционных свойств ингибиторов позволило определить ингибиторы, наиболее устойчивые в условиях гидроабразивно-коррозионно механического износа и, наоборот, минимально адсорбирующиеся на поверхности покрытия. Результаты проведенных исследований представлены так: Адсорбционная устойчивость исследованных реагентов на поверхности металла растет в ряду (при температуре 20 С): СНПХ-1004р < И-21ДМ < Азол СИ-130 < Союз 2000 <

Сонкор-9701, а на поверхности покрытия убывает в ряду: Союз 2000 > Сонкор-9701 > Азол CI-130 > СНПХ-1004р > И-21ДМ. Реагенты с наибольшей адсорбционной устойчивостью на металлической поверхности следует применять для защиты участков промышленного оборудования без защитного покрытия, транспортирующих продукцию со значительными скоростями потока и высоким содержанием механических примесей, т.е. в условиях, способствующих разрушению «пленки» ингибиторов на поверхности металла. Реагенты Азол CI-130, СНПХ-1004р, И-21ДМ и Servo-497 можно рекомендовать для защиты трубопроводов с поврежденным внутренним антикоррозионным покрытием, и для защиты внутренних сварных соединений. Была сделана попытка выбора ингибитора одинаково эффективного для защиты металла трубопроводов без защитного покрытия и металла сварного соединения трубопроводов с защитным покрытием.

Из исследованных реагентов поставленной задаче наиболее соответствует Азол CI-130, обладающий высокой адсорбционной устойчивостью на металлической поверхности и низкой на поверхности антикоррозионного покрытия. Поскольку основной причиной снижения ресурса промышленных трубопроводов является внутренняя коррозия, снижение скорости развития коррозионных дефектов при обоснованном применении ингибиторов приведет к повышению срока безаварийной эксплуатации пропорционально значению их защитного эффекта.

На основе результатов проведенных лабораторных исследований наиболее эффективные ингибиторы коррозии из представленных выше рядов были испытаны в промыслах. Скорость коррозии определялась по потере массы образцов из стали в ингибируемой и контрольной средах в специальных проточных ячейках. При этом защитный эффект всех исследованных реагентов, кроме И-21ДМ, Servo 497 и Союза 2000, в промышленных условиях превышает

значение 80%, при дозировках от 25 до 30 г/т. Кроме того, дополнительно исследовался ряд других ингибиторов, из которых Азимут-14Б, ИНК-1, ИНК-2 и СНПХ 6301 показали аналогичные результаты.

Для снижения отрицательного влияния на коррозионную стойкость нефтепромыслового оборудования жидкостей глушения определены наиболее эффективные для этих сред ингибиторы коррозии. На основе проведенных исследований, с учетом значительного отрицательного влияния микробиологического фактора, в этих целях, рекомендованы реагенты комплексного действия (ингибиторы коррозии-бактерициды), например СНПХ-1004р, в дозировке 100 г на тонну жидкости глушения, полностью подавляющий планктонные культуры СВБ и обеспечивающий защитный противокоррозионный эффект 82%. Рассматриваются вопросы оптимизации затрат на мероприятия по снижению аварийности нефтепромысловых трубопроводов. В современных экономических условиях финансовые и материальные средства предприятий ограничены, что предопределяет обоснованность распределения средств, расходуемых для снижения аварийности, в первую очередь, на участках с максимальными рисками аварий.

В связи с приближенностью промысловых объектов Приобского месторождения от населенных пунктов и, как следствие, низкой вероятностью катастрофических экологических последствий при авариях трубопроводов, возможна количественная оценка рисков аварий трубопроводов в денежном выражении как произведение вероятности аварии и ожидаемого экономического ущерба. В связи с этим были разработаны методики оценки экономического ущерба от аварий нефтепромысловых трубопроводов и экономической эффективности ингибиторной защиты. Установлена большая доля косвенного ущерба от недодобычи нефти, затрат на сбор разлитой нефти и

рекультивацию загрязненных земель, соизмеримая с затратами на капитальные ремонты трубопроводов.

Для расчета экономической эффективности ингибиторной защиты были введены два коэффициента: КРЕМ – коэффициент, учитывающий увеличение, и коэффициент КЭФ, учитывающий снижение количества порывов на участке трубопровода при использовании ингибиторной защиты (показывает реальную эффективность ингибиторной защиты). Зависимость частоты порывов и эффективности ингибиторной защиты от срока эксплуатации нефтесборных коллекторов срока межремонтного периода трубопровода, при внедрении ингибиторной защиты.

2.3.2 Расчет подачи ингибитора в скважину

Зависимость ущерба от объемов перекачки нефти выражается формулой:

$$Y = 0,35 * Q_H = 0,35 * Q_{Ж} * (1 - n),$$

где n – обводненность, доли единиц, экономические риски от аварий промысловых нефтепроводов, показывает области экономической целесообразности применения ингибиторов коррозии в зависимости от расхода нефти, обводненности и диаметра трубопровода.

При рассмотрении различных объемов внедрения средств снижения аварийности по причине коррозии получено значение оптимальных затрат на противокоррозионные мероприятия для «Роснефть» – ~200 млн. р./год

3.Социальная ответственность

Введение

В процессе эксплуатации трубопроводы подвергаются коррозии. Коррозия наносит значительный ущерб. Она приводит к преждевременному износу агрегатов, установок, линейной части трубопроводов, сокращает межремонтные сроки эксплуатации оборудования, вызывает дополнительные потери транспортируемого продукта. Срок эксплуатации объектов трубопроводного транспорта нефти и газа во многом определяется степенью их противокоррозионной защиты. Экономические потери в трубопроводном транспорте нефти и газа по причине коррозии продолжают оставаться недопустимо большими. Борьба с коррозией металлов является важнейшей задачей, решение которой позволит сберечь металлические ресурсы и обеспечит экологическую безопасность эксплуатации объектов трубопроводного транспорта нефти и газа. Внутренняя коррозия происходит, вследствие присутствия влаги, сероводорода и солей, содержащихся в транспортируемом углеводородном сырье. На месторождениях Западной Сибири коррозия протекает по углекислотному механизму.

Защита трубопроводов может быть успешно реализована на этапе прогнозирования и своевременного обнаружения коррозионных разрушений, в определении их характера и в выборе защитных мероприятий.

3.1 Анализ вредных производственных факторов.

Охрана труда и техника безопасности в нефтяной промышленности имеет ряд специфических особенностей. Это пожароопасность производственных объектов, связанная с наличием углеводородов, которые легко воспламеняются, проникают через неплотности и зазоры, что вызывает необходимость разработки специальных мер по безопасности в тесной связи с противопожарной профилактикой. Большое значение для безопасности работников имеет герметизация оборудования, исключающая загрязненность рабочей атмосферы, возможность взрывов, пожаров и отравлений.

Для нефтепромысловых предприятий характерна сложная производственная среда, воздействующая на машины и персонал. Влияние производственной среды на машины несомненно: вибрации приводят к разрушению узлов и деталей машин, повышенная влажность, перепады температуры, наличие в воздухе различных примесей уменьшают их долговечность и т.д. Производственная среда может и косвенно, через человека, влиять на машины: недостаточная освещенность, повышенный уровень звука и прочие факторы могут привести к неправильным, приводящим к авариям, действиям человека в связи с его физическим или психическим утомлением. Машины, в свою очередь, могут влиять на состояние производственной среды, насыщая ее шумом, вибрацией, токсичными выбросами, выделением тепла, влаги, электричества и т.д.

Большинство производственных процессов в нефтяной промышленности идут на открытом воздухе, часто при неблагоприятных метеорологических условиях. Нефтепромысловое эксплуатационное оборудование подвержено внешним воздействиям, коррозии, низким температурам и т.д., что приводит к нарушению прочностных характеристик и их преждевременному разрушению.

3.1.2 Отклонение показателей климата открытым воздухом

Климат района, в котором расположены объекты разработки и эксплуатации, резко континентальный. Переход от зимы к лету долгий, с неустойчивыми атмосферными осадками. Самым холодным месяцем является январь, имеющий минимальную температуру до -30°C . Переход к лету в конце апреля - начале мая. Средняя температура самого жаркого месяца июля $+27^{\circ}\text{C}$. Максимальные температуры могут достигать выше $+40^{\circ}\text{C}$. Среднегодовая скорость ветра равна 6 м/с, максимальная скорость ветра доходит до 15...25 м/с.

Вышеуказанные метеорологические условия оказывают на работоспособность рабочего персонала (операторы, бригады ПРС, КРС). Для снижения вредного влияния природных факторов работающие обеспечиваются спецодеждой в соответствии с ГОСТ 12.1.005-76 "Воздух рабочей зоны".

3.1.3 Недостаточная освещенность.

Свет – условие для работы глаза. Через центральную нервную систему свет оказывает влияние на общее нервно-психическое состояние, приводит к изменению частоты пульса и интенсивности некоторых процессов обмена веществ. Недостаток света снижает работоспособность человека, ухудшает его ориентировку в пространстве, снижает различимость предметов, способствуя аварийности и травматизму. Эффективные меры для повышения контраста объектов различения с фоном: поддержание оборудования в чистоте, правильное цветовое решение элементов оборудования. Блеклость ведет к быстрому утомлению. Снизить блеклость можно правильным выбором высоты подвеса высоты светильников, использованием защитного угла светильника, применением рассеивающих свет стекол. Для улучшения яркости в поле зрения работающих в производственных помещениях немаловажное значение имеет отражающая способность пола, стен, потолков и оборудования, которое

достигается их соответствующей окраской. При необходимости разрабатываются инженерные мероприятия по реконструкции системы освещения [16].

3.1.4 Повышенный уровень шума на рабочем месте.

Большое значение имеет проблема производственного шума. На физическое состояние человека шум влияет следующим образом: провоцируются сердечно-сосудистые заболевания и язва желудка, нарушается обмен веществ, ослабляется внимание и человек быстро утомляется.

При текущем и капитальном ремонте, а также при обслуживании насосов рабочие подвержены интенсивному воздействию шумов. Обслуживающий персонал, работающий в насосной, снабжается индивидуальными средствами защиты (наушники). Также для улучшения условий труда рекомендуется сооружать звукоизолированные кабины, устанавливать экран.

Если вы должны повысить голос, чтобы вас услышали, это значит, что вы находитесь в том месте, где необходимо применение предохранительных слуховых средств. Постоянное воздействие высокого уровня шума может привести к постоянной потере слуха. Место работы, находящееся под сомнением должно быть обследовано на шум. Механические колебания частиц любой упругой среды передаются по воздуху. Если эти колебания достаточно сильны, не успевают погаснуть в воздухе и имеют определенную частоту, то они, воздействуя на орган слуха человека, вызывают ощущение звука.

По воздействию шума на органы слуха различают три формы: утомление, шумовая травма и профессиональная тугоухость.

Требования безопасности предусматривают несколько мероприятий для снижения шума: технические средства борьбы с шумом (уменьшение шума

машин в источнике, применение технологических процессов, при которых уровень звукового давления на рабочих местах не превышает допустимые, и др.); строительно-акустические; дистанционное управление шумными машинами; использование средств индивидуальной защиты; организационные (выбор рационального режима труда и отдыха, сокращение времени нахождения в шумных условиях, лечебно-профилактические и другие мероприятия). При необходимости разрабатываются коллективные или индивидуальные меры по их снижению (таблица 6.1).

Таблица 3.1 – Предельно допустимые уровни звукового давления [18].

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение всех видов работ на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

3.1.5 Вредные вещества

В нефтяной промышленности применяют вещества, которые при воздействии на работающих могут вызвать кратковременное или длительное нарушения функций организма, ослабить защитные силы организма.

Выделяют технологические, технические и объемно–планировочные средства нормализации воздуха рабочей зоны и индивидуальные средства защиты от вредных примесей.

Технологические методы нормализации воздуха рабочей зоны должны

исключать или резко ограничивать процессы и операции, сопровождающиеся выбросом в рабочую зону вредных газов, паров, аэрозолей.

Технические методы предполагают механизацию вредных и трудоемких процессов.

Объемно-планировочные средства предусматривают расположения буровой площадки и жилых вагонов-домов с наветренной стороны по отношению к складу пылящих материалов, системе приготовления растворов, выхлопами ДВС.

Таблица 3.2 – Нормы предельно допустимых концентраций вредных веществ [19].

Вредное вещество	ПДК, мах.разовая, мг/м ³	ПДК, среднесуточная, мг/м ³
Диоксид серы	0,5	0,05
Диоксид азота	0,085	0,085
Оксид углерода	3,0	1,1
Сероводород	0,08	0,008
Бензин	5,0	1,5
Бензол	1,5	0,8
Толуол	0,6	0,6
Ксилол	0,2	0,2
Сажа	0,15	0,05

3.2. Анализ опасных производственных факторов.

3.2.1. Электробезопасность. Поражение электрическим током

Электробезопасность - система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического поля. Действие электрического тока на организм человека носит разносторонний характер. При поражении электрическим током могут возникнуть: электрические травмы, поражение отдельного участка тела или органа человека (ожоги, металлизация кожи, электрические метки, механические повреждения) и электрические удары (шоки), действующие на организм в целом. Проходя через организм электрический ток производит термическое, электролитическое и биологическое воздействие. Термическое воздействие проявляется в нагреве тканей вплоть до ожогов отдельных участков тела, перегрева кровеносных сосудов и крови, что вызывает в них серьезные функциональные расстройства. Электролитическое действие вызывает разложение крови и плазмы. Биологическое действие выражается разложением и возбуждением живых тканей организма, что может сопровождаться судорожным сокращением мышц, в том числе мышц сердца и легких. При этом могут возникнуть различные нарушения в организме, включая нарушения и даже полное прекращение деятельности сердца и легких, а также механические повреждения. Любое из этих может привести к электрической травме.

На объектах нефтедобычи существует опасность поражения электрическим током. Приводные двигатели станков-качалок, дизель-генераторы, линии электропередач (ЛЭП), трансформаторы, ТЭНы (трубчатые электронагреватели) – вот возможные источники поражения электротоком.

Напряжение промышленной сети 380 В. Напряжение трансформаторов ТМП и ТМПН (применяемых для повышения напряжения для УЭЦН) до

6000 В.

Защитные меры

Техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности в соответствии с ГОСТ “ССБТ Электробезопасность. Общие требования” являются защитное заземление и зануление, выравнивание потенциалов, малое напряжение, электрическое разделение цепей, изоляция токоведущих частей, ограждающие устройства, предупредительная сигнализация, средства защиты и предохранительные устройства.

3.2.2. Пожарная безопасность

Объекты по добыче нефти относятся к взрывоопасным и пожароопасным. Вещества, применяемые при тушении пожаров, должны обеспечивать высокий эффект тушения, не оказывать вредного воздействия на организм, быть доступными и дешевыми.

Вода в настоящее время пока остается наиболее распространенным и наиболее доступным средством пожаротушения. Для тушения пожара предусмотрена система пожарного водоснабжения, указания по которому даны СНиП 11-58-75 (“Электростанции тепловые”) и в СНиП 11-34-74 (“Водоснабжение. Наружные сети и сооружения”). В мерах пожарной безопасности операторы по добыче нефти в процессе работы должны поддерживать порядок и чистоту на площадке вокруг скважин. Вокруг скважин нельзя разбрасывать ветошь, допускать разлива нефти. В случаях разлива надо очистить площадку от нефти, а затем засыпать песком.

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ломami, ведрами и огнетушителями ОХП-10, ОУ-2, ОУ-5. Курение разрешено в специально отведенных местах.

Для тушения пожара в качестве огнегасительных средств используют

воду в виде пара или в распыленном виде, инертные газы (CO_2 , N_2), пены, порошки. Для тушения находящихся под напряжением электросетей используют углекислоту. В насосных станциях применяют автоматические сигнализаторы горючих газов и электрическую пожарную сигнализацию с тепловыми, термоэлектрическими датчиками.

Для контроля за состоянием пожарных средств и сигнализации, а также для обеспечения их нормальной работы руководитель объекта назначает ответственное лицо из числа инженерно-технического персонала объекта.

Мероприятия по противопожарной безопасности проводятся в соответствии с указаниями, приведенными в СНиП II-A.5-70.

На нефтепромысле имеется комплект противопожарного инвентаря:

- пожарные центробежные насосы ПН-30К;
- багры пожарные ПБТ с металлическим стержнем и ПБН с насадкой и большим крюком;
- топоры пожарные: ПП- пожарный поясной;
- крюки пожарные ПКЛ, ПКТ- тяжелые;
- стволы пожарные КР-Б, СА, ПС-50-70;
- рукава пожарные;
- стволы пожарные ручные СПР-2;
- фонари пожарные ФЭП-И – индивидуальные;
- лестницы пожарные.

Контроль за соблюдением правил пожарной безопасности ведут сотрудники государственного пожарного надзора. Тип, количество и размещение средств тушения пожаров определяют по нормам, приведенным в СП 5.13130.2009 [20].

3.2.3. Механические опасности

Любой объект, который может причинить человеку травму в результате контакта самого объекта (или его частей) с человеком, несет в себе механическую опасность, например: станки-качалки штанговых глубинных насосов, буровые установки, машины и оборудования для капитального ремонта скважин (КРС). Опасная зона - это пространство, в котором возможно действие на работающего опасного или вредного производственного фактора.

Механические опасности на предприятиях представляют собой движущиеся механизмы и машины, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования; заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, стружка, заусенцы и шероховатости на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты [16].

3.2.4. Аппараты под давлением.

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру, а также соблюдение техники безопасности при работе с объектами, находящимися под большим давлением, например: блог водораспределительной гебенки (БВГ).

3.3 Охрана окружающей среды

Проблема охраны окружающей среды и обеспечение экологической безопасности охватывает все сферы жизнедеятельности человека. В наше время сложилась тревожная экологическая обстановка. Растут объемы промышленных отходов; больше 2/3 источников загрязнены, происходит опасное загрязнение подземных вод. Часть продуктов питания опасно использовать в пищу. Растет заболеваемость аллергическими, онкологическими и другими заболеваниями.

Нефтяная и газовая промышленность является одним из наиболее опасных отраслей по загрязнению окружающей среды.

При разработке нефтяных и газовых месторождений проводят следующие природоохранные мероприятия:

- предотвращение оборудования открытых фонтанов, а также потерь нефти и газа в процессе добычи (установка на устьях скважин, оборудованных ШГН сальников высокого давления;
- герметизация насосного оборудования, фонтанной арматуры, трубопроводов, резервуаров и других нефтепромысловых сооружений;
- с целью герметизации водоводов и трубопроводов использовать ингибиторы коррозии и проводить их своевременный ремонт);
- сохранение чистоты атмосферы, почвы, водоемов (регулярно проводить ликвидацию водонефтяных проявлений на поверхности почвы, проводить рекультивацию земель, а также обеспечивать герметичность нефтепромыслового оборудования).
- очистка и утилизация сточных вод, уничтожение отходов;
- комплексное рациональное использование природного и попутного газа и нефти; повышение нефтеотдачи пласта за счет внедрения новых методов интенсификации добычи.

Характер и возможные источники загрязнения

При бурении, добыче, сборе и транспорте нефти имеет место загрязнение почв и грунтов. Его можно условно разделить на три типа:

нефтяное загрязнение, загрязнение нефтепромысловыми сточными водами (НСВ) и смешанное (нефтью и НСВ).

Загрязнение почв происходит при нарушении герметичности нефтепроводов, водоводов со сточной водой, при утечках жидкости с ДНС, ГЗНУ, КНС, при проведении ремонтов скважин и т.д.

3.4 Защита в чрезвычайных ситуациях

Наиболее типичная чрезвычайная ситуация разгерметизация оборудования. Результат – разлив нефтепродукта.

Основными мероприятиями, обеспечивающими безопасную эксплуатацию Термохимической установки и резервуарного парка, являются:

- ведение технологического режима строго в пределах, заданных технологической картой параметров;
- соблюдение правил технической эксплуатации установок и оборудования в строгом соответствии с действующими инструкциями, нормами и правилами;
- выполнение правил безопасности ведения огневых и газоопасных работ;
- обеспечение нормальной работы контрольно- измерительных, сигнализирующих приборов и блокировок;
- своевременное обнаружение и устранение пропусков, утечек нефтепродуктов, неполадок в работе оборудования;
- соблюдение графиков планово-предупредительных ремонтов оборудования, организация профилактического обслуживания, ревизии и контроля за работой оборудования и трубопроводов;
- систематическое повышение квалификации обслуживающего персонала, своевременное проведение инструктажей.

Наиболее опасные места на территории цеха:

- резервуарные парки: РВС-1-8, РВС-9-11, РВС-16-19.
- сырьевая насосная ТХУ-1, сырьевая насосная ТХУ-2, товарная насосная, нефтяная
- насосная очистных сооружений, канализационная насосная, насосная подтоварной воды, -насосная реагентного хозяйства.
- площадки печей нагрева ПТБ-10, включая ГРУ.
- площадки узлов учета нефти.
- склад хранения деэмульгаторов.
- арочник ТПУ-1600.
- заглубленный резервуар ЖБР-400.
- шламонакопитель.
- канализационная система.

Факторы отказа элементов на объектах нефтегазового комплекса:

- разрыв трубопроводов, подающих реагенты и воду в нагнетательные скважины;
- разрыв любых соединений между блоками в технологическом оборудовании нагнетательных и эксплуатационных скважин, а также при транспортировке добытой продукции;
- серьезное нарушение герметичности или разрушение корпуса любого элемента, через который подаются жидкие, газообразные вещества и вода;
- скачки напряжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети;
- возгорание веществ и оборудования;
- стихийные бедствия и т.п.

Основные мероприятия, обеспечивающие безопасное ведение технологического процесса:

- контроль за процессом производства осуществляется в операторных, где расположены приборы КИПиА, сигнализации. Необходимые параметры ведения процесса контролируются и регулируются с записью отдельных параметров в Режимные листы;
- на аппаратах, где это необходимо, предусмотрена установка соответствующих приборов КИПиА;
- печи нагрева ПТБ-10 снабжены блокировкой, отключающей подачу газа при превышении параметров работы печи;
- насосные агрегаты снабжены блокировкой, отключающей агрегат при нарушении параметров работы насоса;
- для освобождения оборудования в случае аварии предусмотрена аварийная емкость ЕП-10;
- ведется контроль загазованности на всей территории объектов переносными газоанализаторами СГГ-4М, СГГ-20 согласно утвержденным Графику отбора проб и План-карте точек отбора проб.

Газосигнализаторы СТМ-10 обеспечивают предупреждающую световую и звуковую сигнализацию при концентрации горючих газов 20% и 40% от нижнего концентрационного предела воспламенения (НКВП). Сигналы подаются в операторную.

Для насосных предусмотрено включение принудительной вентиляции при концентрации паров 20% НКВП и отключение насосов и вентиляции при концентрации паров 40% НКВП.

3.5. Организационные мероприятия и особенности законодательного регулирования проектных решений

3.5.1 Организационные мероприятия

Подготовка рабочего места и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование. Не допускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест.

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия на работающих опасных производственных факторов на рабочем месте.

Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно-ремонтного других задействованных организаций. Ответственный руководитель и производитель работ (наблюдающий) перед допуском к работе должны выяснить у допускающего, какие меры безопасности приняты при подготовке рабочего места, и совместно с допускающим проверить подготовку рабочего места личным осмотром в пределах рабочего места.

Допуск к работе по нарядам и распоряжениям после подготовки рабочего места должен проводиться непосредственно на рабочем месте. При этом допускающий должен:

- проверить соответствие состава бригады указаниям наряда (распоряжения) – по именным удостоверениям;
- доказать бригаде, что напряжение отсутствует, показом установленных заземлений или проверкой отсутствия напряжения, если

заземления не видны с рабочего места (в эл.установках 35 кВ и ниже – последующим прикосновением рукой к токоведущим частям).

Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж. Целевой инструктаж – указания по безопасному выполнению конкретной работы в электроустановке, охватывающие категорию работников, определенных нарядом или распоряжением (от выдавшего наряд – до члена бригады). Без проведения целевого инструктажа допуск к работе не разрешается.

Целевой инструктаж при работах по наряду (распоряжению) проводят:

1. выдающий наряд – ответственному руководителю (если он не назначается производителю работ или наблюдающему);
2. допускающий – ответственному руководителю работ, производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;
3. ответственный руководитель работ – производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;
4. производитель работ (наблюдающий) – членам бригады.

При включении в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, проводит производитель работ (наблюдающий)

Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений.

Наблюдающий инструктирует бригаду о мерах по безопасному ведению работ и о порядке перемещения бригады по территории электроустановки, исключающих возможность поражения электрическим током.

Допускающий в целевом инструктаже знакомит бригаду с содержанием наряда, (распоряжения) указывает границы рабочего места, наличие наведенного напряжения, показывает ближайшие к рабочему месту токоведущие части и оборудование, к которым не допускается приближаться независимо от того находятся они под напряжением или нет.

Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй – у допускающего.

После полного окончания работы производитель работ (наблюдающий) должен удалить бригаду с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ. Ответственный руководитель после проверки рабочего места также оформляет в наряде полное окончание работ.

После оформления производителем работ и ответственным руководителем работ в наряде полного окончания работ наряд сдается допускающему, который после осмотра рабочих мест сообщает о полном окончании работ вышестоящему оперативному персоналу. Окончание работы по наряду (распоряжению) также оформляется оперативным персоналом в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям» и в оперативном журнале.

Перед включением электроустановки после полного окончания работ оперативный персонал убеждается в готовности электроустановки к включению (проверяется чистота рабочего места, отсутствие инструмента и т.п.), снимает временные ограждения, переносные плакаты безопасности и заземления, восстанавливает постоянные ограждения.

В аварийных случаях до полного окончания работ оперативный персонал или допускающий могут включить в работу выведенное в ремонт электрооборудование или электроустановку в отсутствие бригады при

условии, что до прибытия производителя работ и возвращения им наряда на рабочих местах расставлены работники, обязанные предупредить производителя работ и всех членов бригады о включении электроустановки и запрете возобновления работ.

3.5.2 Особенности законодательного регулирования проектных решений

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов.

Возможно установление неполных рабочих дней для беременной женщины; одного из родителей (опекуна, попечителя), имеющего ребенка в возрасте до четырнадцати лет (ребенка-инвалида в возрасте до восемнадцати лет). Оплата труда при этом производится пропорционально отработанному времени. Ограничений продолжительности ежегодного основного оплачиваемого отпуска, исчисления трудового стажа и других трудовых прав при этом не имеется.

При работе в ночное время продолжительность рабочей смены на один час. К работе в ночные смены не допускаются беременные женщины; работники, не достигшие возраста 18 лет; женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, инвалиды, работники, имеющие детей-инвалидов, а также работники, осуществляющие уход за больными членами их семей в соответствии с медицинским заключением, матери и отцы – одиночки детей до пяти лет.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск.

Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться, перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с письменного согласия работника.

Организация выплачивает заработную плату работникам. Возможно удержание заработной платы, в случаях, предусмотренных ТК РФ ст. 137. В случае задержки заработной платы более чем на 15 дней работник имеет право приостановить работу, письменно уведомив работодателя.

Законодательством РФ запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд.

4. Экономическая эффективность применения ингибиторов

Ежегодные убытки в результате коррозии металлов, даже по скромным подсчетам, составляют существенную часть бюджета развитых промышленных стран. На борьбу с коррозией металлов во многих странах затрачивают значительные суммы средств, предназначенных на развитие металлургической промышленности. Ориентировочная сумма мировых убытков от коррозии составляет 60-80 млрд. долл. В России убытки от коррозии достигают 16-18 млн. т стали и чугуна в год. Современная индустрия располагает разнообразными средствами борьбы с коррозией. Однако полностью избежать коррозию при любых условиях применения металлов и их сплавов невозможно, но за счет использования ряда методов защиты можно свести к минимуму.

Одним из наиболее эффективных, экономически целесообразных и универсальных методов борьбы с коррозией металлов является использование ингибиторов коррозии. Ингибиторы по защитным свойствам делятся на кислотные, основные и нейтральные.

Экономический эффект от применения ингибиторов может быть получен за счет:

1. Снижения стоимости ингибиторной защиты
2. Снижения количества и стоимости текущих и капитальных ремонтов увеличения межремонтных сроков службы защищаемого объекта
3. Увеличения срока службы защищаемого объекта
4. Сохранения материальных ресурсов
5. Высвобождения более дефицитных и более дорогостоящих материалов
6. Улучшения качества продукции

Экономический эффект от использования ингибиторов для защиты от коррозии оборудования нефтяных скважин складывается из повышения долговечности оборудования, сокращения числа ремонтов скважин и капитальных ремонтов оборудования. Повышение долговечности, снижение прорыва трубопровода улучшает экологическую обстановку в местах нефтедобычи.

Основой для расчета экономического эффекта от использования ингибиторов является сопоставление приведенных затрат производства и применения ингибитора по новому образцу и варианту.

1. Приведенные затраты являются суммой себестоимости и нормативной прибыли:

$$З = С + E_H \cdot K$$

Где C – себестоимость единицы продукции, включающая затраты на противокоррозионную защиту, E_H – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений ($E_H=0,15$), K – удельные капитальные вложения в производственные фонды.

2. Ингибитор применяется взамен устаревшего

$$\mathcal{E} = \left(Z_3 \cdot \frac{y_3}{y_H} + \frac{(I_3 - I_H) - E_H \cdot (K_H - K_3)}{y_H} - Z_H \right) \cdot A$$

Где, Z_H, Z_3 – приведенные затраты на производство нового и заменяемого ингибитора, руб/т; y_H, y_3 – удельный расход нового и заменяемого ингибитора на 1 т протравленной стали; I_H, I_3 – текущие затраты на 1т металла выпускаемого с использованием нового и заменяемого ингибитора, руб/т; A – годовой объем потребления ингибитора, т.

3. Ингибитор применяется впервые:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{(I_3 - I_H) - E_H \cdot (K_H - K_3)}{y_H} - Z \right) \cdot A$$

Где Z – производственные затраты на производство ингибитора руб/т

4. Расчет годового экономического эффекта от применения ингибиторов для защиты оборудования от коррозии:

$$\mathcal{E} = ((C_1 \cdot P_1 - C_2 \cdot P_2) + (Z_1 + Z_2) - E_n \cdot (K_2 - K_1)) \cdot A$$

Где C_1, C_2 – балансовая стоимость оборудования; P_1, P_2 – доли отчисления от балансовой стоимости на полное восстановление, Z_1, Z_2 – годовые затраты и издержки при эксплуатации оборудования по базовому и новому варианту; K_1, K_2 – капитальные затраты на дополнительную противокоррозионную защиту; A – количество скважин, где применяется ингибиторная защита.

Таблица 4.1 – Данные ингибитора [21].

Ингибитор	Стоимость ингибитора руб/т	Производ. затраты	Удельный расход		Годовой Объем	Производ. Затраты	Текущие затраты	
			Нов.	Замен.			Нов.	Замен.
И-1-В	420	350	50	27	35	300	125	95
С-5	90	70	53	18	40	64	60	35
КИ-1	860	800	60	50	30	750	173	160

Расчет:

1. Первым действием мы рассчитаем приведенные затраты для каждого ингибитора по формуле (7.1)

$$K = 1,2$$

И-1-В:

$$Z = 420 + 0,15 \cdot 1,2 = 420,18$$

С-5:

$$K = 1,285$$

$$Z = 90 + 0,15 \cdot 1,285 = 90,19$$

КИ-1:

$$K = 1,075$$

$$Z = 860 + 0,15 \cdot 1,075 = 860,16$$

2. Следующим действием мы рассчитаем применения ингибитора взамен старого по формуле

И-1-В:

$$\Xi = \left(300 \cdot \frac{27}{50} + \frac{(125-95)-0,15 \cdot (3,5-2,5)}{50} - 350 \right) \cdot 35 = 6,559 \text{ руб/т}$$

По той же формуле мы рассчитываем применения ингибитора взамен старого для С-5 он будет равен 1949 руб/т, а для КИ-1 составляет: 6256 руб/т

3. Расчет если ингибитор применяется впервые вычисляется по формуле :

$$\Xi = \left(\frac{(125-95)-0,15 \cdot (3,5-2,5)}{50} - 350 \right) \cdot 35 = 12270 \text{ руб/т}$$

Также для С-5 = 14018 руб/т, и для КИ-1 = 22506 руб/т

4. Вычислим годовой экономический эффект применения ингибиторов:

Для И-1-В: $\Pi_1=45$, $\Pi_2=40$, $P_1=37$, $P_2=32$, $З_1=34$, $З_2=47$, $K_1=3,5$, $K_2=2,8$

$A=8$

$$\begin{aligned} \Xi &= ((45 \cdot 37 - 40 \cdot 32) + (34 + 47) - 0,15 \cdot (3,5 - 2,8)) \cdot 8 \\ &= 3727 \frac{\text{руб}}{\text{т}} \end{aligned}$$

С-5: $\Pi_1=38$, $\Pi_2=34$, $P_1=30$, $P_2=28$, $З_1=29$, $З_2=44$

$$\Xi = ((38 \cdot 30 - 34 \cdot 28) + (29 + 44) - 0,15 \cdot (3,1 - 2,2)) \cdot 8 = 4326 \text{ руб/т}$$

КИ-1: $\Pi_1=56$, $\Pi_2=50$, $P_1=49$, $P_2=44$, $З_1=38$, $З_2=42$

$$\Xi = ((56 \cdot 49 - 50 \cdot 44) + (38 + 42) - 0,15 \cdot (4,8 - 3,9)) \cdot 8 = 4265 \text{ руб/т}$$

Из расчетов можно сделать вывод, что лучше всего применять ингибитор И-1-В, так как у него наиболее лучшая цена относительно других ингибиторов, а также довольно хорошими качествами, не такими как КИ-1, на и на много лучше, чем С-5 [21].

Заключение

В процессе выполнения работы были даны общие понятия о протекании коррозионных процессов, а также проведен обзор факторов, влияющих на коррозию промышленного оборудования. Особое внимание уделяется особенностям внутренней коррозии в условиях Приобского месторождения. Рассмотрены режимы течения жидкости в промышленном трубопроводе их влияние на характер протекания коррозионных процессов.

На примере кислотной обработки скважин просчитали скорость протекания коррозии. Характер протекания коррозии будет следующий: в некоторых местах защитная пленка осадка может отслоиться. Это происходит под действием или механических факторов, таких как абразивное действие взвешенных частиц, гидравлические удары, вибрации трубопровода, вызванные прохождением газовых пробок и др., или в результате механохимического растворения пленки в местах напряженного состояния трубопроводов.

Обнаженный участок металла и остальная поверхность оборудования, покрытая осадком, образуют гальваническую макропару, где металл является анодом, а поверхность – катодом. Начинается интенсивный процесс коррозии.

После обзора методов борьбы с внутренней коррозией на промышленном оборудовании были описаны достоинства и недостатки и предложены ингибиторы, которые успешно зарекомендовали себя на Приобском месторождении.

Список литературы

1. Западно–Сибирская равнина [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.ecosystema.ru/08nature/world/geoussr/2_1.html#2_1_6
2. Особенности пластовых вод месторождений Западной Сибири [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.ids55.ru/nig/articles/naukaobrazovanie/364-2011-09-08-08-37-34.html>
3. Жук Н.П. Курс теории коррозии и защиты металлов. М., 1976 г.
4. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011 г. – 288 с.
5. Внутренняя коррозия трубопроводов – причины, механизм и способы защиты [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://oilloot.ru/84-oborudovanie-truby-materialy-dlya-nefti-i-gaza/446-vnutrennyaya-korroziya-truboprovodov-prichiny-mekhanizm-i-sposoby-zashchity>
6. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://judywhiterealestate.com/index.htm>
7. Мустафин Ф.М., Кузнецов М.В., Быков Л.И. Защита от коррозии. Т.1. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2004 г. – 806 с.
8. Семенова И.В., Флорианович Г.М., Хорошилов А.В. Коррозия и защита от коррозии. М., 2006. – 306 с.
9. Ингибиторы углекислотной коррозии [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://polyex.perm.ru/norust>
10. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – Введ. 1999-07-01. – М.: Госстандарт России, 1998 г. – 45 с.
11. Рахманкулов Д.Л., Бугай Д.Е., Габитов А.И., Голубев М.В., Лаптев А.Б., Камуллин А.А. Ингибиторы коррозии. – Уфа: Государственное

- издательство научно – технической литературы «Реактив», - 1997 г. – Т.1. – 296 с.
12. Н.А. Гафанов, С.Б. Киченко, В.М. Кушнарченко, А.Г. Бурмистров, Ю.В. Варидов, Б.В. Киченко Использование методики Тейлера – Даклера для структур течения двухфазного потока в промышленных трубопроводах при коррозионных исследованиях. М., 2008 – 55 с.
 13. Акульшин А.И., Бойко В.С., Зарубин А.Ю., Дорошенко В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1999 г.
 14. ГОСТ 9.908-85 Единая система защиты от коррозии и старения. Материалы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости.
 15. РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и обработке нефтепромысловых трубопроводов. М., трубопроводов М., НПО ОБТ, 1994г.
 16. Корнеев Ю.С., «Организация охраны труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах» М.: Недра, 1988 г.
 17. ГОСТ 12.2.062-81 «Оборудование производственное. Ограждения защищенные»
 18. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий на территории застройки.
 19. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.
 20. ГОСТ 12.2.062-81 «Оборудование производственное. Ограждения защищенные»
 21. Иванов Е.С., Ингибиторы коррозии металлов. М: Металлургия, 1985 г., 175с.

Приложение 1

Inhibitory method of corrosion protection during acid treatment at Priobskoye oil field

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Горюнов К.Е.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	к.х.н.		

Консультант-лингвист Отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.ф.н.		

Introduction

In the process of exploitation, fishing equipment is corroded. Corrosion causes significant damage. It leads to premature deterioration of aggregates, installations, reduces the overhauls of the equipment, causes additional losses of the produced and transported product. The lifetime of facilities for the extraction and transportation of oil and gas is largely determined by the degree of their anticorrosion protection. Economic losses in oil and gas due to corrosion continue to be unacceptably high. The struggle against corrosion of metals is the most important task, the solution of which allows to save resources and resources of ecological safety. Internal corrosion occurs due to the presence of moisture, hydrogen sulphide and salts contained in the transported hydrocarbon feedstock.

The purpose of this work is: to identify effective methods of inhibitory protection of fishing equipment in acid treatment.

The object of this study is the field equipment of the Priobskoye field (KhMAO).

In the process of investigation, the types and types of corrosion, the factors that affect corrosion processes, the acid composition, the calculation of the rate of corrosion of materials, and the most effective method of corrosion protection in acid treatment were considered.

General information about Priobskoye field

Priobskoye is a giant oil field in Russia. Located in the Khanty-Mansi Autonomous Area, near Khanty-Mansiysk, was opened in 1982. The river Ob is divided into two parts - left and right bank. The development of the left bank began in 1988, the right bank in 1999.

The Priobskoye oil field is administratively located in the Khanty-Mansiysk District of the Khanty-Mansiysk Autonomous District of the Tyumen Region. The work area is 65 km east of the city of Khanty-Mansiysk, 100 km west of the city of Nefteyugansk. Currently, the district is among the most economically rapidly developing in the Autonomous Okrug, which became possible due to the increase in the volume of exploration and production.

The largest nearby deposits being developed: Salym, located 20 km to the east, Prirazlomnoye, located in the immediate vicinity, Pravdinskoye - 57 km to the southeast.

Development status of the Priobskoye field

Information on initial and current oil reserves

A distinctive feature of Priobsky is a complicated geological structure, characterized by a multifaceted and low degree of productivity. The reservoirs of the main reservoirs are characterized by low permeability, low sand content, high clay content and high dissection. These factors suggest the use of fracturing technologies in the development process. Location of the deposits is not deeper than 2.6 km. The oil density is 0.86-0.87 tons per m³. The amount of paraffins is moderate and does not exceed 2.6%, the amount of sulfur is about 1.35%.

The deposits are lithologically screened and have the elasticity and closed nature of the natural regime. The thickness of the seams is from 0.02 to 0.04 km. Reservoir pressure has initial values of 23.5-25 MPa. The temperature regime of the seams is kept in the range of 88-90 ° C. The reservoir type of oil has stable

viscosity parameters and has a dynamic coefficient of 1.6 mPa.s, as well as an oil saturation effect at a pressure of 11 MPa. Characteristic are the presence of paraffinity and low-resilience of the naphthenic series. The initial daily volume of functioning oil wells varies from 35 to 180 tons. The type of wells is based on the bush arrangement, and the maximum extraction factor is 0.35 units. Priobskoye NM produces crude oil with a significant amount of light hydrocarbons, which implies the need to stabilize or release APG.

As of 01.01.14, on the balance sheet of the VGF, oil reserves are listed in the volume, category C1, balance sheet 1991281 thousand tons, recoverable 613380 thousand tons, KIN 0.308. Category C2 balance sheet 571506 thousand tons, recoverable 63718 thousand tons, KIN 0.111. Category C1 + C2 balance 256287 thousand tons, recoverable 677098 thousand tons, KIN 0.264

Main design indicators

The main oil reserves in the Priobskoye field are concentrated in deposits of the Neocomian age. A feature of the geological structure of the deposits associated with the Neocomian rocks is that they have a megacosyllous structure due to their formation in the conditions of lateral filling of a fairly deep sea basin (300-400 m) due to the removal of clastic terrigenous material from the east and southeast. Formation of the Neocomian megacomplex of sedimentary rocks occurred in a series of paleogeographic conditions: cotental sedimentation, coastal-marine, shelf and very slow precipitation precipitation in the open deep sea.

As we move from east to west, there is a slope (with respect to the Bazhenov suite, which is a regional reference) as clay soaked packs (zonal reference) and sand-siltstone sandwiches contained between them.

According to the definitions carried out by ZapSibNIGNI specialists on fauna and sporefoot, selected from clays in the interval of occurrence of the Pim pack, the age of these deposits turned out to be Hauterivian. All the layers that are

above the Pim pack. Indexed as an AS group, therefore, in the Priobskoye field, the BS1-5 layers were re-indexed to AC7-12.

In calculating the reserves, 11 productive strata were identified as part of the megacomplex of productive Neocomian deposits: AC12 / 3, AC12 / 1-2, AC12 / 0, AC11 / 2-4, AC11 / 1, AC11 / 0, AC10 / 2-3, AC10 / 1, AC10 / 0, AC9, AC7.

The pack of productive layers AC12 lies at the base of the megacomplex and is the most, from the viewpoint of formation, deep-water part. Three AS12 / 3, AS12 / 1-2, AS12 / 0 layers are distinguished in the composition, which are separated among themselves by clays that are stable in most of the area and whose thickness varies from 4 to 10 m.

The deposits of the AS12 / 3 layer are confined to the monocline element (structural nose), within which small-amplitude uplifts and depressions with transition zones between them are noted.

The main reservoir of the AS12 / 3 is exposed at a depth of 2620-2755 m and is lithologically shielded from all directions. In terms of area it occupies the central terrace-like, most elevated part of the structural nose and is oriented from the south-west to the northeast. Oil-saturated thicknesses vary from 12.8 m to 1.4 m. The oil flow rates range from 1.02 m³ / day, $N_d = 1239$ m to 7.5 m³ / day at $H_d = 1327$ m. The lithologically shielded deposit is 25.5 km by 7.5 km in size and 126 m in height.

The deposit of AS12 / 3 is opened at depths of 2640-2707 m and is confined to the Khanty-Mansiysk local elevation and the zone of its eastern dive. The deposit is controlled from all directions by reservoir replacement zones. The oil rates are small and at different dynamic levels 0.4-8.5 m³ / day. The highest mark in the arch is fixed at -2640 m, and the lowest in (-2716 m). The size of the deposit is 18 by 8.5 km, the height is 76 m. Type lithologically shielded.

The main deposit of AC12 / 1-2 is the largest in the field. It is discovered at depths of 2536-2728 m. It is confined to a monocline, complicated by localized small uplifts with transition zones between them. On three sides, the structure is limited to lithological screens and only in the south (to the East Frolovskaya area) the collectors tend to develop. The oil-saturated thicknesses vary over a wide range from 0.8 to 40.6 m, while the maximum thickness zone (more than 12 m) covers the central part of the deposit, as well as the eastern one. The lithologic screened deposit is 45 km by 25 km in size and 176 m in height.

In the AC12 / 1-2 formation, deposits of 7.5 to 7 km, a height of 7 m and 11 to 4.5 km, a height of 9 m were opened. Both deposits are lithologically shielded.

The AS12 / 0 reservoir has a smaller development zone. The main reservoir of AC12 / 0 is a lens-shaped body oriented from the south-west to the northeast. Its dimensions are 41 by 14 km, height is 187 m. Oil rates vary from the first units m³ / day at dynamic levels up to 48 m³ / day.

The cover of the horizon AC12 is formed by a thick (up to 60 m) thick clay rocks.

Above the cut lies a bundle of productive strata AC11, which includes AC11 / 0, AC11 / 1, AC11 / 2, AC11 / 3, AC11 / 4. The last three are united in a single counting object, which has a very complex structure, both in the section and in the area. In the development zones of the reservoirs that gravitate toward the landing areas, the most significant horizons of the horizon are observed with a tendency to increase to the north-east (up to 78.6 m). In the southeast this horizon is represented only by the AS11 / 2 layer, in the central part by the AS11 / 3 layer, in the north by the AS11 / 2-4 formation.

The main reservoir of AC11 / 1 is the second largest in the Priobskoye field. The AS11 / 1 reservoir is developed in the pryvodnoy part of the fissure elevation of the submeridional strike, which complicates the monocline. On three sides the deposit is limited by clay zones, and in the south the boundary is conditional. The

size of the main deposit is 48 by 15 km, height is 112 m. Oil rates vary from 2.46 m³ / day at a dynamic level of 1195 m to 11.8 m³ / day.

The AS11 / 0 layer is revealed in the form of isolated lenticular bodies in the northeast and in the south. Its thickness is from 8.6 m to 22.8 m. The first deposit has dimensions of 10.8 by 5.5 km, the second by 4.7 by 4.1 km. Both deposits are lithologically shielded type. Characterized by oil inflows from 4 to 14 m³ / day at a dynamic level. The horizon AC10 is opened with almost all wells and consists of three layers AC10 / 2-3, AC10 / 1, AC10 / 0.

The main reservoir of AS10 / 2-3 is opened at depths of 2,427-2721 m and is located in the southern part of the field. The deposit type is lithologically screened, the sizes are 31 by 11 km, and the height is up to 292 m. The oil-saturated thicknesses range from 15.6 m to 0.8 m.

The main reservoir of the AC10 / 1 is opened at a depth of 2374-2492 m. The size of the deposit is 38 by 13 km, the height is up to 120 m. The southern boundary is conditional. Oil-saturated thicknesses vary from 0.4 to 11.8 m. Anhydrous oil inflows were from 2.9 m³ / day at a dynamic level of 1064 m to 6.4 m³ / day.

The productive layer AC10 / 0 completes the cut of the AS10 layer pack, within which three deposits are identified, located in the form of a chain of submeridial strike.

The AS9 horizon has a limited distribution and is represented as separate fascial zones located in the northeastern and eastern sections of the structure, as well as in the area of the southwestern dive.

The AS7 reservoir completes the Neocomian productive deposits, which has a mosaic pattern in the distribution of oil-bearing and aquiferous fields.

The largest area in the East is discovered at a depth of 2291-2382 m. It is oriented from the southwest to the northeast. Oil inflows are 4.9-6.7 m³ / day at

dynamic levels of 1359-875 m. Oil-saturated thicknesses vary from 0.8 to 67.8 m. The deposit size is 46 by 8.5 km, the height is 91 m.

In total, 42 deposits were discovered within the deposit. The maximum area is the main reservoir in the AS12 / 1-2 formation (1018 km²), the minimum (10 km²) is the reservoir in the AS10 / 1 reservoir.

Features of corrosion in the Priobskoye field

In Western Siberia, large-diameter oil-gathering pipelines are characterized by corrosive fractures in the form of long grooves located strictly along the lower generatrix of the pipes. In the initial stage, the destruction is the successive ulcerous indentations, which subsequently merge into a continuous groove with a width of 20-60 mm and a length of 5-20 m.

Analysis of the factors that affect the internal corrosion of pipelines showed that:

- local corrosion damage to the lower part of the pipes and emergency outbursts of oil pipelines began to appear when the watercut of oil increased to 50%, oil emulsions became unstable and water began to be evolved as a separate phase;
- the formation water is slightly corrosive: the mineralization of the chloralkalium waters is small and amounts to 20-40 g / l, the pH of the water is neutral, the temperature is 40 ° C;
- in the aqueous phase of the oil emulsion contains up to 250 mg / l of carbon dioxide and biogenic hydrogen sulphide in the amount of 2-10 mg / l;
- associated petroleum gases contain up to 6% of the mass. CO₂ and hydrogen sulphide 1.5 mg / m³;

- West Siberian oil is paraffinic, light and low-viscosity, characterized by low stability of oil emulsions. Thus, no significant destructive corrosion is expected from oil and gas.

Most researchers who studied the corrosion of steel under similar conditions, believe that the corrosion process of metal destruction proceeds through the carbon dioxide mechanism.

For Western Siberia, precipitation of salts from the water phase of production of wells is characteristic, which, in principle, is possible due to the following factors:

- reduction of the total pressure in the system;
- temperature changes;
- changes in the chemical composition of water, which is possible either by mixing water of different composition, or as a result of corrosion, when water is enriched with iron ions.

Under these conditions, the process of carbon dioxide corrosion proceeds as follows. On the inner surface of the pipeline there is deposition of calcium carbonate CaCO_3 . In some places, the protective film of the precipitate CaCO_3 can peel off. This occurs under the influence of mechanical factors such as abrasive action of suspended particles, hydraulic shocks, pipeline vibrations caused by the passage of gas plugs, etc., or as a result of mechano-chemical dissolution of the film in places of stressed state of pipelines. The exposed section of the metal and the rest of the surface of the tube, covered with sediment, form a galvanic macropara, where the metal is an anode, and the surface of the tube is a cathode. An intensive corrosion process begins, its speed can reach 5-8 mm / year. The near-electrode layer is enriched with Fe^{2+} + iron ions and conditions are created for the precipitation of iron carbonate FeCO_3 , which blocks corrosion. Plots of ulcers, where the exfoliation of FeCO_3 will occur, again turn into active anodes. However, the listed

effects: hydraulic shocks, vibrations, mechanical-chemical dissolution, are unpredictable and do not explain the localization of corrosion damage in the lower part of the pipes. The phenomenon of localization of corrosion damage along the lower pipe generatrix can be caused by the peculiarities of hydrodynamics of the flow of gas-liquid flows through pipelines. In conditions of insufficiently high flow velocity ($0.1-0.9 \text{ m / s}$), the stratified structure of the flow of the liquid crystal is formed, that is, the water is released into a separate phase. Above the water will move the oil emulsion and gas. At the interface of the liquid phases, waves will arise, in particular because of the difference in the viscosity of the contacting phases. When these waves move along the flow of the transported mixture, secondary phenomena are observed at the interface between the liquid phases: the separation of water droplets and their rotation, which leads to the appearance of vortex paths from a number of water drops strictly along the lower generatrix of the tube (Fig.3.3) [6].

Part of the mechanical impurities (carbonates and sulphides of iron, sand and clay) present in the aqueous phase falls into rotating water droplets and participates in a permanent hydroerosion effect on the protective carbonate film in the lower part of the pipe. Therefore, a permanent mechanical removal of the iron-carbonate film takes place along the lower pipe generatrix. Thus, a permanent functioning of the galvanic metal-tube macro-tube, covered with sediment salts, is ensured. Anomalously high corrosion rates ($5-8 \text{ mm / year}$) are explained by the ratio of the areas of the electrodes: a small anode in the lower part of the pipe in the form of a path and a cathode that is tens of times larger than the area of the anode electrode. Methods to prevent this type of local corrosion should also be non-traditional and proceed from the mechanism considered. The use of corrosion inhibitors is ineffective here, since the protective film of the inhibitor will be continuously removed from the metal. Replacement of low-stable steels in conditions of carbon dioxide corrosion to more resistant steels is unacceptable for technical and

economic reasons, since the length of the network of oil pipelines in Western Siberia is enormous.

The problem of preventing corrosion along the lower pipe generatrix can be solved only when the hydraulic characteristics of the flow of three-phase flows are taken into account. First of all, even at the design stage of the development of such deposits, it is necessary to lay down the calculated and reduced diameters of oil pipelines, in which the flow rate of the oil and gas stream would be maintained at the optimal level, that is, water would not be released from oil emulsions as a separate phase. If this can not be avoided, for example, because of the high water cut in the oil produced, it is necessary to provide for the development of the field in the project of the development of the field, with the onset of increased water cut in oil, a constant discharge of water that has fallen out in some sections of the oil pipeline. It is possible to periodically remove water accumulating in the lower sections of the pipeline by means of separating plugs and scrapers. Dangerous, in terms of corrosive aggression, are cork and stratified flow regimes. At the time of passage of the "plug" of gas through the pipeline, a strong vibration occurs on it. The frequency of passage of gas "plugs" can vary from 1-2 per hour to 15-25 per minute. As a result, the oil collection manifold may experience cyclic loads. Under cyclic loading of the metal, elastoplastic deformations localized in the stress concentrator lead to intense local mechanochemical corrosion and the development of a corrosion-fatigue crack. Corrosion damage to the inner surface of the pipeline is first formed by an electrochemical mechanism, in the future they can also act as stress concentrators. This explains the abnormally high corrosion rates (9 mm / year) observed in many fields. If the problem of protecting infield pipelines from corrosion-mechanical cracking appeared for the first time, then for the main oil pipelines in this direction, a lot of experience is accumulated, since for them this is a characteristic form of corrosion destruction [7].

The most common ways to protect pipelines from corrosion-mechanical cracking include:

- inhibitory protection;
- application of galvanic and paint coatings;
- alloying of tubular steel;
- protection with oxide and phosphate coatings.

An effective method of protection is inhibition, since inhibitors inhibit the process of corrosion cracking on the metal surface. In addition, many inhibitors are able to penetrate the apex of the incipient fissure and inhibit its development. Therefore, it is important to choose the right inhibitor. It should not only substantially slow down uniform and local corrosion, but also effectively suppress the nucleation and development of corrosion-fatigue cracks. Of the other methods of protection, heat treatment of pipes is feasible. However, the heat treatment regimes for specific types of pipes should be selected taking into account the peculiarities of the corrosive environment and the mechanism of corrosion characteristic of a particular field. And this requires additional research. [10].

Inhibitory protection

The main purpose of corrosion inhibitors is the reduction of gas and electrolytic media, and also the prevention of intensive contact of the iron plane with the surrounding medium. This is achieved by the entry of an inhibitor into the corrosive medium, resulting in a quick miniaturization of the solvation energy of its ions, atoms and molecules. Apart from this, their ability to assimilate electrons leaving the metal plane during its polarization also decreases. A metal or polyatomic adsorption film appears on the metal, which significantly limits the area of contact of the plane with the corrosive medium and works as a very reliable obstacle to the course of self-dissolution processes. With this method, in principle, the inhibitor possessed good solubility in the corrosive medium and with the highest adsorption potential both on the juvenile plane of the metal and on the films of different nature that appear on it.

For the input of the inhibitor, the following is mainly used: a non-pump inhibitor supply circuit and an inhibitor pump pump circuit.

Pumpless feeder circuit (Figure 5.1) Used mainly for the flow of an inhibitor stream. The last one from the tank 1 enters the gas pipeline 7 under the action of the hydrostatic head, which is created thanks to the installation of the tank at a height of 1 to 2 m above the gas pipeline. GZHS space capacity connect to the gas pipeline. The inhibitor is pumped into the vessel with closed valves 3, 5, 8 and open 4, 6 with pump 2 from tank 9 to overflow it through special valve 4. In some industries, the inhibitor is introduced into the pipeline under excessive pressure, which is created in the tank by feeding gas into it from high-pressure well.

Selection of equipment for the use of inhibitor protection

Technical implementation of this method is carried out with the help of special modules, installed, as a rule, in the area of wells. Each such module includes a container with an inhibitor, a metering pump, a piping system with an appropriate armature and a control panel. Due to the remoteness of the wells, maintenance and repairs cause serious difficulties. In winter, when the air temperature is often -40°C and lower for these regions, practically all the inhibitors used are frozen, which leads to module failures. In addition, the plunger pumps used in its composition are characterized by low reliability, difficult maintenance and a limited range of flow control.

In the GP NITI im. A.P. Alexandrova performed a series of studies on the mechanisms of corrosion of oilfield equipment, the selection of the most effective inhibitors for specific deposits and the optimal regimes for their dosing [1, 2], and a technological scheme for implementing the system of inhibitor protection of oil pipelines against internal corrosion was proposed. The basis of the proposed system of dosing inhibitors is the use of the methods developed by GP NITI. A.P. Aleksandrov's original membrane pump-dosers (RF patent No. 2160383).

Pumps are simple, reliable, do not contain rotating parts (electric motors, reducers, etc.) and stuffing box seals. At the same time, the pumps can be powered either from the alternating current (220 V, 50 Hz) or from the permanent (12 or 24 V) current. Controlling the pump (changing the flow rate) is carried out from a remote control remote from the installation site of the pump to several kilometers, with the flow adjustment being carried out directly on the go.

Taking into account the small dimensions of the pumps, the whole system of dosing of inhibitors does not require the use of special modules and can be installed, for example, directly in the existing AGCH "Sputnik", which significantly reduces the cost of the dosing system, simplifies maintenance and excludes the inhibition of the inhibitor in winter.

The experiments were performed on the steel surface for a number of commercially available corrosion inhibitors. Comparison of the adsorption properties of inhibitors has made it possible to determine the inhibitors that are most stable under hydroabrasive-corrosion wear and, on the contrary, are minimally adsorbed on the surface of the coating. The results of the conducted studies are presented as follows: The adsorption stability of the investigated reagents on the metal surface increases in a series (at a temperature of 20 ° C): SNPCH-1004p <I-21DM <Azol CI-130 <Soyuz 2000 <Sonkor-9701, and decreases on the surface of the coating : Union 2000> Sonkor-9701> Azole CI-130> SNPH-1004p> I-21DM. Reagents with the greatest adsorption resistance on the metal surface should be used to protect pipeline sections without protective coating transporting products with significant flow rates and high content of mechanical impurities, i.e. in conditions that contribute to the destruction of the "film" of inhibitors on the metal surface. Reagents Azol CI-130, SNPCH-1004p, I-21DM and Servo-497 can be recommended for the protection of pipelines with damaged internal corrosion-resistant coating, and for the protection of internal welded joints. An attempt has been made to select an inhibitor of equally effective

for the protection of metal pipelines without a protective coating and welded metal of pipelines with a protective coating.

Of the investigated reagents, Azol CI-130, which has a high adsorption stability on the metal surface and a low anticorrosion coating on the surface, is most consistent with the task in hand. Since the main reason for the decrease in the resource of field pipelines is internal corrosion, the decrease in the rate of development of corrosion defects with justified application of inhibitors will lead to an increase in the period of accident-free operation in proportion to the value of their protective effect.

Based on the results of the laboratory tests, the most effective corrosion inhibitors from the above series were tested in fisheries. The rate of corrosion was determined by the loss of the mass of samples from steel in the inhibited and control media in special flow cells. At the same time, the protective effect of all investigated reagents, except I-21DM, Servo 497 and Union 2000, exceeds 80% in commercial conditions, at dosages of 25 to 30 g / t. In addition, a number of other inhibitors were additionally studied, of which Azimuth-14B, INC-1, INC-2 and SNPCH 6301 showed similar results.

To reduce the negative effect on the corrosion resistance of oilfield equipment of the jamming fluids, corrosion inhibitors most effective for these media are determined. Based on the conducted studies, taking into account the significant negative effect of the microbiological factor, reagents of complex action (corrosion inhibitors-bactericides), for example SNPCH-1004p, in a dosage of 100 g per ton of the jamming liquid, completely suppressing the planktonic cultures of CBF and providing a protective anticorrosive effect of 82%. The problems of optimization of costs for measures to reduce the accident rate of oilfield pipelines are considered. In modern economic conditions, the financial and material resources of enterprises are limited, which predetermines the validity of the distribution of funds spent to reduce accidents, primarily in areas with maximum accident risks.

Due to the proximity of the commercial objects of Bashkiria from populated areas and, as a consequence, the low probability of catastrophic environmental consequences in case of pipeline accidents, a quantitative assessment of the risks of pipeline accidents in monetary terms is possible as a product of the probability of an accident and the expected economic damage. In this connection, methods for assessing economic damage from oil pipeline pipeline accidents and the economic effectiveness of inhibitor protection have been developed. A large proportion of indirect damage from non-oil extraction, the cost of collecting spilled oil and reclamation of contaminated land, commensurate with the cost of overhauling pipelines.

To calculate the economic effectiveness of the inhibitor protection, two factors were introduced: CREM - coefficient taking into account the increase, and the coefficient of the KEF, taking into account the reduction in the number of gusts in the pipeline section using inhibitor protection (shows the real effectiveness of inhibitor protection). Dependence of the frequency of gusts and the effectiveness of inhibitory protection on the lifetime of oil collection collectors of the period between the repair of the pipeline, with the introduction of inhibitor protection. The values of the coefficients were obtained on the basis of the analysis of data on the accident rate of the oil-field pipelines of OAO Bashneft and are: CREAM 0.018-0.022 (an average of 0.02), the value of the KEF depends on the service life of the pipeline section and ranges from 0.4 to 0.8 .

Conclusion

In the course of the work, general concepts were given on the occurrence of corrosion processes, and an overview of the factors affecting the corrosion of the field equipment was given. Particular attention is paid to the peculiarities of internal corrosion in the Priobskoye field. Regimes of fluid flow in the field pipeline are considered, their influence on the nature of the course of corrosion processes.

On the example of acid treatment of holes, the rate of corrosion was calculated. The nature of the corrosion will be the following: in some places the protective film of the sediment can peel off. This occurs under the influence of either mechanical factors such as abrasive action of suspended particles, hydraulic shocks, pipeline vibrations caused by the passage of gas plugs, etc., or as a result of mechanochemical dissolution of the film in places of stressed state of pipelines.

The exposed section of the metal and the rest of the surface of the equipment covered with sediment form a galvanic macro-macro, where the metal is the anode and the surface is the cathode. An intensive process of corrosion begins.

After reviewing the methods of fighting internal corrosion on the field equipment, advantages and disadvantages were described and inhibitors were proposed that successfully proved themselves in the Priobskoye field.